

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки - 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) - Автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БЛОКОМ ТЕПЛООБМЕННИКОВ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

УДК 004.896:622.279.8.002.5:66.045.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Ерш Альбина Эдуардовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич А.И.	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР ИШИТР	Погадаева Е.Ю.			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В.Ю.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин А.В.	К.Т.Н.		
Руководитель ОАР	Леонов С.В.	К.Т.Н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки - 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) - Автоматизации и робототехники
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1 Описание технологического процесса УТПГ	60
	2 Социальная ответственность	20
	3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич А.И.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин А.В.	К.Т.Н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение Автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

А.В.

(Подпись)

(Дата)

Воронин

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Ерш Альбине Эдуардовне

Тема работы:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ БЛОКОМ ТЕПЛООБМЕННИКОВ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.04.2019 №2344/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом управления является блок теплообменника. Режим работы непрерывный.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i>	1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы 4 Функциональная схема автоматизации 5 Выбор средств реализации АС

<p>конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>6 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1 Контур АСР 2 Мнемосхема управления теплообменными аппаратами 3 Схема автоматизации теплообменного аппарата 4 Схема установки</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>1 Основная часть</p>	<p>Доцент ОАР ИШИТР Заревич А.И.</p>
<p>2 Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент ООД ШБИП Мезенцева И.Л.</p>
<p>3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент ОСГН ШБИП Конотопский В.Ю.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>26.03.2019</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич А.И.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Ерш Альбина Эдуардовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Ерш Альбине Эдуардовне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Бакалавриат	Направление	Автоматизация и робототехника

Тема ВКР: «Проектирование автоматизированной системы управления блоком теплообменников установки комплексной подготовки газа»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Блок теплообменных аппаратов установки
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– загазованность – высокая температура – работы на высоте
3. Экологическая безопасность:	– загрязнение атмосферы – загрязнение литосферы – загрязнение гидросферы
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– разгерметизация оборудования установки – загазованность – пожар на установке

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООТД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Ерш Альбина Эдуардовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Ерш Альбине Эдуардовне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Бакалавриат	Направление	Автоматизация и робототехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Должностной оклад научного руководителя – 35127 руб. Должностной оклад инженера – 17850 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации ПК – 40%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Социальные отчисления – 30% от ФЗП НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Планирование работ и их временная оценка
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Смета затрат на выполнение ВКР
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение срока окупаемости Определение накопленного денежного эффекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Конотопский Владимир Юрьевич	К.Э.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Ерш Альбина Эдуардовна		

Реферат

Бакалаврская работа содержит 116 страниц текстовой части, 14 таблиц, 16 рисунков, 3 листа графической части, 3 приложения, список литературы из 25 источников

ПОДГОТОВКА ГАЗА К ТРАНСПОРТУ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ПД-РЕГУЛИРОВАНИЕ, ВЕРХНИЙ И НИЖНИЙ УРОВНИ АВТОМАТИЗАЦИИ

Цель данной ВКР – усовершенствование системы автоматизации установки УКПГ, путем замены существующих технических средств автоматизации нижнего уровня.

В первом разделе рассмотрена характеристика установки подготовки газа к транспорту.

Во втором разделе дано описание систем автоматизации установки. Произведен анализ существующей системы автоматизации установки подготовки нефти, в результате, которого был выявлен моральный и физический износ технических средств нижнего уровня.

В третьем разделе выполнена разработка алгоритма ПД-регулирования с реальным дифференциатором. В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД-регуляторами с реальным дифференциатором.

В разделе безопасность рассмотрены ключевые аспекты безопасной эксплуатации установки.

В экономическом разделе рассмотрен финансовый менеджмент применяемых технологий.

Оглавление

Определения, обозначения и сокращения	10
Введение	11
1 Описание технологического процесса УКПГ	12
1.1 Установка подготовки газа	15
1.2 Установка регенерации ДЭГа	19
1.3 Установка регенерации метанола	23
1.4 Узел редуцирования газа на собственные нужды	26
1.5 Дренажная система	28
1.6 Склад ГСМ, ДЭГа и метанола	29
1.7 Водоснабжение и водоотведение	30
1.8 Водонасосная станция и резервуары водоснабжения (РВС)	33
1.9 Канализационная система установки	36
1.10 Станция гидропривода	36
1.11 Обзор задач и исследований в области АСУТП	46
2 Система автоматизации установки УКПН	55
2.1 Общие сведения о существующей системе управления блока теплообменников	55
2.2 Описание нижнего уровня АСУТП установки УКПГ	61
2.3 Описание верхнего уровня АСУТП установки УКПН	67
2.4 Анализ существующей системы АСУ ТП установки УКПН	68
2.5 Обзор методов и средств реализации новых задач	73
2.6 Выбор и интеграция новых задач	75
3 Разработка ПО для АСУ ТП УКПГ	77
3.1 Описание АСР из общей схемы технологического процесса	79
3.2 Инженерные методы настройки регуляторов	80
3.3 Результаты исследования	87
4 Социальная ответственность	90
4.1 Производственная безопасность	90
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	91
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	93
4.2 Экологическая безопасность	94
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	100

5.1 Организация и планирование работ	100
5.1.1 Продолжительность этапов работ	100
5.2 Расчет сметы затрат на выполнение проекта	105
5.2.1 Расчет затрат на материалы	105
5.2.2 Расчет заработной платы	107
5.2.3 Расчет затрат на социальный налог	107
5.2.4 Расчет затрат на электроэнергию	107
5.2.5 Расчет амортизационных расходов	108
5.2.6 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (рачетных) документов (кроме суточных)	108
5.2.7 Расчет прочих расходов	109
5.2.8 Расчет общей себестоимости разработки	109
5.2.9 Расчет прибыли	110
5.2.10 Расчет НДС	110
5.2.11 Цена разработки НИР	110
5.3 Оценка экономической эффективности проекта	110
Заключение	111
Список использованных источников	112
Приложение А Контур АСР	114
Приложение Б Схема автоматизации теплообменного аппарата	115
Приложение В Мнемосхема управления теплообменными аппаратами	116

Определения, обозначения и сокращения

АСУТП Автоматизированные системы управления производством

УКПГ Установка комплексной подготовки газа

УКПН Установка комплексной подготовки нефти

ГКС Головная компрессорная станция

ДКС Дожимная компрессорная станция

ГПА Газоперекачивающий агрегат

АВО Аппарат воздушного охлаждения

Введение

На сегодняшний день в связи увеличивающимся износом оборудования и растущими требованиями к качеству нефтепродуктов стабильное и правильное регулирование режима работы и обеспечение надежной, безаварийной работы автоматизированного оборудования установки является актуальной задачей.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 входит в состав установок сеноманской залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения. УКПГ-9 расположена на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Верхний уровень АСУ ТП установки реализован на базе современной системы управления CENTUM CS 3000 фирмы Yokogawa (Япония). Система CENTUM CS 3000 полностью реализует все функции, необходимые для эффективной работы АСУ ТП, однако многие средства нижнего уровня морально устарели.

На сегодняшний день в связи увеличивающимся износом оборудования и растущими требованиями к качеству нефтепродуктов стабильное и правильное регулирование режима работы и обеспечение надежной, безаварийной работы автоматизированного оборудования установки является актуальной задачей.

Научная или практическая новизна. В работе рассмотрен другой метод настройки ПД-регуляторов. Предложено использование КИПиА, ранее не применяемых на данном производстве.

Практическая значимость полученных результатов заключается в проведении сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД регуляторами с реальным дифференциатором.

1 Описание технологического процесса УКПГ

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-9 предназначена для сбора природного газа ЭУ-11, ЭУ-10 и ЭУ-9, его очистки от механических примесей, капельной жидкости и последующей осушки от влаги, с целью предотвращения гидратообразования в магистральных газопроводах при дальнейшем транспорте [1].

Генеральным проектировщиком установки является ОАО "ЮжНИИгазпрогаз". Эксплуатацию установки осуществляет ООО "Ямбурггаздобыча".

Товарной продукцией УКПГ-9 является очищенный и осушенный газ в соответствии с ОСТ 51.40-93.

Согласно принятой схеме, газ от кустов скважин зоны ЭУ-11 подается на УКПГ по газопроводам-шлейфам Ду 250...Ду 400.

Газ из зоны ЭУ-10 и ЭУ-9, отсепарированный на УППГ-10, поступает на УКПГ-9 по подземному теплоизолированному газопроводу Ду 1000.

Пройдя узлы входа шлейфов (ЗПА), газ поступает в сепараторы-пробкоуловители СП-501, СП-502 для предварительной очистки от "залповых" поступлений жидкости, возможных при отклонениях от расчетных режимов эксплуатации газосборных систем, затем через систему коллекторов направляется на осушку.

Отключающими кранами, установленными на коллекторах обвязки корпуса подготовки, газ распределяется между двумя модулями, включающими каждый по 5 ниток подготовки газа, что обеспечивает равномерную загрузку аппаратов установки подготовки газа по производительности и дополнительно увеличивает безопасность эксплуатации.

Подготовка газа осуществляется методом абсорбционной осушки при низких температурах (0...плюс 5°C) и снижающемся давлении (первая очередь ДКС подключается после осушки, вторая – как до, так и после

осушки). Осушка газа производится на десяти технологических линиях пропускной способностью 10 млн.м³/сутки каждая при давлении 7 ÷ 9 МПа каждая.

Восстановление осушителя происходит на установках регенерации гликоля. Проектная производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу и его входных параметров (от 15 до 50 т/ч по регенерированному абсорбенту). Регенерация производится при атмосферном давлении или под вакуумом, в зависимости от требуемой концентрации, при температуре куба 155 ÷ 165°С. Тепло в систему подводится в печах с витым змеевиком при жидкофазном нагреве продукта под давлением с рециркуляцией[1].

В качестве ингибитора гидратообразования используется метанол и его восстановление происходит на установке производительностью от 1 до 6 т/ч по насыщенному метанолу. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу, режимов эксплуатации газосборных сетей и времени года.

В состав УКПГ входят следующие основные объекты и узлы [1]:

- здание переключающей арматуры и замера газа (ЗПА):
 - узлы входа шлейфов;
 - блоки распределения метанола;
 - узлы замера газа и предохранительных клапанов;
- установка сепараторов-пробкоуловителей;
- узел подключения ДКС к УКПГ;
- здание установки подготовки газа:
 - установка подготовки газа;
 - установка подготовки импульсного газа;
 - пункт редуцирования газа собственных нужд;
 - воздушная компрессорная и установка получения азота;
- здание установки регенерации ДЭГа и метанола;

- установка регенерации ДЭГа;
- установка регенерации метанола;
- установка печей огневой регенерации ДЭГа;
- установка технологических емкостей;
- насосная ДЭГа, метанола и ГСМ;
- установка воздухооборудов;
- ГГУ сжигания промстоков и продувки шлейфов;
- установка емкостей хлористого кальция;
- сети внутриплощадочные;
- системы сброса газа на свечи рассеивания;
- свечи рассеивания №1, 2;
- установка отключающего крана (УОК);
- КТП;
- Информационно-управляющая система;
- котельная;
- электростанция собственных нужд;
- дизельные электростанции (3 шт.);
- установка закачки стоков в пласт;
- водопроводная насосная станция. Резервуары запаса воды;
- блок подсобно-производственных помещений;
- блок вспомогательных помещений;
- КНС производственных стоков;
- КНС бытовых стоков №1,2;
- канализационные очистные сооружения;
- сети и сооружения инженерного обеспечения;
- блок-бокс систем охранной сигнализации;
- переходная галерея;
- узел учета тепла;

- проходная

1.1 Установка подготовки газа

Из зоны верхней образующей кольцевого коллектора Ду1000 газ поступает на установку подготовки газа.

Установка подготовки газа состоит из десяти технологических ниток-модулей включающие каждая сепаратор с промывочной секцией С-201 и абсорбер А-201. На входе в нитку-модуль установлен пневмоприводной кран Г-201, на выходе – Г-202. Краны Ду 400 имеют дистанционное управление и участвуют в аварийном отключении технологического оборудования [1].

Водометанольный раствор насосами Н-201 из емкости Е-201 через арматурные блоки сепараторов подается в промывочные секции сепараторов, замер расходов – позиция F1T4, регулирование регуляторами КЛРЗ(С201). Пополнение Е-201 производится рефлюксом из установки регенерации ДЭГа или из водопровода.

Сброс промывочной жидкости в Е-201 из кубовой секции сепараторов производится через регуляторы КлР1(С201), защита от опорожнения отсека и проскока газа - клапанами КлЗ2(С201). Сброс пластовой жидкости в Р-401 УРМ из кубовой части сепараторов производится через регуляторы КлР2(С201), защита от опорожнения отсека и проскока газа - клапанами КлЗ3(С201).

При достижении концентрации солей 2% производится замена циркулирующей промывочной жидкости.

Отсепарированный газ поступает в абсорберы, орошаемые регенерированным ДЭГом, подаваемым насосами Н-310 УРД. Требуемая концентрация РДЭГа определяется по графику на рисунке 3.2, расход автоматически поддерживается клапаном КлР1(Ар201) по расходомеру F1T 6-4. На выходных линиях осушенного газа предусмотрена установка замерных устройств (позиция FE 8a) и регуляторов расхода газа КрР201, для обеспечения равномерной загрузки технологических ниток. Насыщенный

ДЭГ из А-201 через клапан-регулятор уровня КлР2(Ар201) направляется в выветриватель В-301 установки регенерации диэтиленгликоля.

Сепарация и осушка газа производятся под давлением входа газа в УКПГ. Количество работающих технологических ниток-модулей определяется текущей производительностью по газу, а также пластовым давлением газа во входном коллекторе сепараторов.

При аварийном останове УКПГ или технологических линий аварийный слив жидкости в емкость Е-208а производится через электроприводные запорные клапаны из сепаратора: Зд12(С201) и Зд13(С201), из абсорбера - КлЗ1(А201). Аварийный слив из Е-201 можно выполнить электроприводным клапаном КлЗ1(Е201).

В корпусе подготовки газа предусмотрена система коллекторов для сброса газа из аппаратов в свечной коллектор Ду 300 и далее на свечу рассеивания, дренирования аппаратов и сбора промстоков после их промывки, подачи импульсного газа для питания пневмокранов и др.

Осушенный газ от корпуса подготовки собирается в кольцевом коллекторе Ду 1000 и проходя дистанционно-управляемые пневмоприводные краны 520-5, 520-6 и кран узла подключения УКПГ к ДКС №20-1 подается на узел замера. После узла замера расхода с температурой от минус 5 до минус 13°С газ направляется на установку отключающего крана (УОК), после отсечного крана Г521 поступает в газопровод-подключение и далее – в систему магистральных трубопроводов [1].

Блок сепаратора промывочного С-201 ГП 2194.03 разработки ДОО "ЦКБН" предназначен для очистки газа от жидкости и мехпримесей, промывки газа от солей и окончательной сепарации его перед осушкой. Он состоит из сепаратора и арматурного блока. Сепаратор представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1800 мм с узлом входа и 4-мя тарелками для очистки и промывки газа.

Арматурный блок сепаратора (ГП 2194.04) включает обвязочные трубопроводы с запорной регулирующей арматурой, приборами КИПиА и

предназначен для подачи промывочной жидкости в сепаратор и отвода ее в коллектор к емкости Е-201, а также для отвода пластовой воды из отсека кубовой части в коллектор к выветривателю В-401 установки регенерации метанола.

На линии входа газа в технологическую нитку предусмотрены:

- замер давления газа с передачей данных в операторскую позицию РИТ-1;
- замер температуры газа с показанием значения на пульт в операторской позиции ТТ-4;
- замер температуры по месту позиции ТИ-18;
- предупредительная сигнализация понижения давления газа на 10% ниже текущего;
- аварийная сигнализация понижения давления газа на 20% ниже текущего.

На сепараторе С-201 производятся замеры [1]:

- давления газа с передачей данных в операторскую позицию РИТ 3-4;
- давления по месту позиции РИ 3-3;
- температуры газа с показанием значения на пульт оператора позиции ТТ-4;
- перепада давления по промывочной секции позиции РДИТ 3-5а;
- температуры по месту позиции ТИ-3-1;
- предупредительная сигнализация повышения перепада давления газа по промывочной секции до 0,1 МПа;

Блок абсорбера А-201 представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1800 мм, снабженный площадками обслуживания, обвязанный трубопроводами с арматурой и средствами КИПиА. Абсорбер состоит из трех секций: входной, массообменной секции осушки газа гликолем и выходной секции доулавливания гликоля. Входная секция состоит из газораспределительного устройства и является сепарационной.

Массообменная секция включает в себя полуглухую тарелку с паровыми патрубками; регулярной структурированной насадкой; распределителем жидкости, выполненном в виде распределительных труб со сливными трубками. В выходной секции установлена двухслойная газораспределительная насадка с направленными пластинами для отвода отсепарированной жидкости. Над газораспределительной насадкой установлена сепарационная тарелка с фильтр-патронами в количестве 120 шт.

Блок арматурный абсорбера Ар-201 предназначен для регулирования расхода жидкости и газа, а также поддержания технологического режима в абсорбере А-201 и представляет собой трубопроводные линии, оснащенные арматурой и средствами КИПиА.

В арматурном узле абсорбера на линии подачи РДЭГа производится замер (позиция F1T 6) и регулирование расхода орошения регулятором КлР1(Ар201). Насыщенный влагой в процессе осушки раствор ДЭГа собирается в нижней части массообменной секции абсорбера и через клапан-регулятор КлР2(Ар201) поступает в В-301 установки регенерации ДЭГа. Предусмотрена сигнализация максимального и минимального уровня, при понижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка на закрытие отсечного клапана позиция КлЗ1(Ар201).

Газ, осушенный до точки росы минус 20°С в зимнее время и минус 10°С в летнее, проходит по трубопроводу Ду 400 через замерную диафрагму позиция FE 8a, регулятор расхода газа КрР201, выходной запорный пневмокран Г 202 и поступает в коллектор осушенного газа Ду1000. Клапан КрР201 работает как регулятор расхода, но с коррекцией давления "после себя" до 6,9 ÷ 4,7 МПа в зимний и летний периоды соответственно. На выходе каждой технологической нитки-модуля производится замер технологических параметров, которые передаются в ИУС:

- давления (позиция РТ 8б);

- температуры (позиция TE 86);
- расхода (позиция FE 8a);
- влажности (температуры точки росы) газа для летнего и зимнего режимов;
- аварийная сигнализация по минимальному расходу.

Регулирование влажности газа выполняется регулятором КлР1(Ар201). Регулирование расхода и давления газа на выходе технологической нитки осуществляется регулирующим клапаном КрР201 по показаниям диафрагмы позиция FE 8a.

На УОКе замеряется температура точки росы осушенного газа, его компонентный состав, абсолютная и относительная плотности. Давление газа измеряется по месту и с сигнализацией понижения передается в операторную [1].

1.2 Установка регенерации ДЭГа

Установка регенерации ДЭГа предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу от 8 до 42 т/ч по регенерированному абсорбенту.

Для получения растворов ДЭГа концентрацией $96,5 \div 98,1\%$ масс. отпаривание воды из ДЭГа проводится при атмосферном давлении или под вакуумом, в зависимости от требуемой концентрации, при температуре куба $155 \div 165^{\circ}\text{C}$.

Установка включает две ректификационные колонны, в работе постоянно находится только одна колонна.

Насыщенный ДЭГ из абсорберов А-201 установки подготовки газа поступает в выветриватель В-301, где из него выделяется растворенный газ, используемый на собственные нужды, после чего гликоль проходит устройство магнитной обработки УМО-301, где под воздействием

постоянного магнитного поля происходит кристаллизация мехпримесей и солей в виде мелкодисперсной смеси (шлама), которая осаждается в фильтрах Ф-1 и Ф-2, что предотвращает образование накипи на внутренних поверхностях теплообменных труб, подогревается в одном из теплообменников Т-301(1, 2). После отделения от мехпримесей в фильтрах Ф-301, от конденсата в разделителе Р-301 и подогрева в остальных секциях Т-301 (3, 4) ДЭГ подается в десорбер К-301 в качестве питания. Конденсат из Р-301 под избыточным давлением направляется на установку технологических емкостей[1].

С "полуглухой" тарелки десорбера ДЭГ переливается в секцию смешения колонны, отделенную перегородкой от отпарного отсека. Сюда же переливается рециркулят из отпарного отсека. Полученный раствор гликоля насосами Н-304 подается в испаритель И-401 установки регенерации метанола в качестве теплоносителя, а затем в печь П-301, откуда с температурой $160 \div 170^{\circ}\text{C}$ возвращается в отпарной отсек регенератора К-301. Для обеспечения жидкофазного нагрева и минимизации тепловых и гидравлических потерь в отходящем трубопроводе давление в печи поддерживается на уровне $0,18 \div 0,3$ МПа регулятором, установленным на входе в куб колонны.

В отпарном отсеке кубовой части десорбера при абсолютном остаточном давлении $0,05 \div 0,1$ МПа (в зависимости от требуемой концентрации осушителя) и температуре $155 \div 165^{\circ}\text{C}$ происходит выделение паровой фазы, которая поступает в массообменную часть колонны. Рециркулят через перегородку переливается в отсек смешения, а регенерированный гликоль насосами Н-308 подается на охлаждение в рекуперативные теплообменники Т-301, воздушные холодильники Вх-301 и далее в расходную емкость Е-304, откуда насосами Н-310 перекачивается на установку подготовки газа для орошения абсорберов А-201.

Пары воды, метанола и углеводородов, отходящие с верха десорбера, конденсируются в Вх-302 и поступают в емкость Е-302. Углеводородный конденсат периодически сливается в емкость Е-303, откуда насосом Н-303 откачивается на установку технологических емкостей, водометанольный раствор насосом Н-307 подается на орошение десорбера, нарабатываемый избыток – на установку регенерации метанола.

Предусмотрено также дополнительное орошение верхней секции десорбера холодным НДЭГом для поддержания температурного режима верха колонны.

Требуемый вакуум в системе обеспечивается включением в работу вакуум-насосов Н-306, для функционирования которых предусматривается контур подачи и охлаждения воды – расходная емкость Е-305, насосы Н-305, фильтры Ф-302, рекуперативный теплообменник Т-402.

В летнее время, при необходимости более глубокого вакуума в контуре охлаждения может циркулировать диэтиленгликоль, сброс которого, при переходе на водяной контур, осуществляется насосом Н-305а в регенератор К-301. Этим же контуром производится и охлаждение горячих насосов Н-304 [1].

Насос Н-302 предназначен для вывода установки на режим при запусках после регламентных остановок, блок Е-308 с насосом Н-309 - для опорожнения аппаратов при плановых остановках.

Резерв оборудования предусмотрен по десорберу К-301, печи подогрева ДЭГа П-301 и по всем насосам.

Блок колонны регенерации гликоля К-301 представляет собой вертикальный аппарат, диаметр верхней части колонны 2000 мм, диаметр кубовой части 3000 мм, снабженный площадками обслуживания, обвязанный трубопроводами с арматурой и средствами КИПиА. Верхняя часть колонны состоит из двух секций: отгонной и укрепляющей. В качестве контактных устройств используется массообменная насадка. Количество слоев насадки в отгонной секции – 10, высота одного слоя 154 мм.

Укрепляющая часть колонны состоит из двух секций по 10 слоев массообменной насадки каждая.

Кубовая часть колонны разделена на два отсека: для сбора РДЭГа и для приема частично регенерированного ДЭГа.

По сигналу датчика позиция РИТ 7-12 производится управление редуктором КлР-1(К301) для снижения давления НДЭГа на входе в десорбер. Регулирование температуры верха десорбера осуществляется клапаном регулирования расхода орошения КлР2(Ар301) по сигналу датчика позиция ТТ-7-6. Температура в секции испарения регулируется регулятором расхода рециркулята через печь КлР4(Ар301) по сигналу датчика позиция ТТ-7-7.

Блок арматурный колонны регенерации гликоля Ар-301 предназначен для подачи:

- НДЭГа в десорбер;
- НДЭГа и рефлюксной воды на орошение;
- ДЭГа в печь П-301;
- отвода рефлюксной воды в Е-201;
- отвода из колонны регенерированного ДЭГа.

Блок печи П-301 [1] предназначен для нагрева ДЭГа представляет собой вертикальный аппарат, состоящий из двух камер: радиационной и конвекционной. Внутри радиационной камеры по периферии расположен радиационный витой змеевик. Непосредственно над радиационной камерой установлена коробчатая камера конвекции, внутри которой в решетках установлен горизонтальный змеевик. Дымовая труба установлена на переходник, соединенный с корпусом. В нижней части корпуса установлены две горелки. По печи производится замер и контроль параметров:

- температуры в конвекционной камере (позиция ТТ 31-1) с передачей данных на пульт в операторскую;
- температуры отходящих газов (позиция ТТ 31-2) с передачей данных на пульт в операторскую;

- контроль пламени основной горелки и запальника;
- розжиг основной и запальной горелки;
- давления топливного газа по месту к основной и запальным горелкам (позиции PI 31-5 и PI 31-6);
- давления топливного газа к основной и запальным горелкам с передачей показаний на щит операторской (позиции PT 31-7 и PT 31-8);
- давления в топочной камере (позиция PT-31-9).

Блок арматурный печи П-301 предназначен для подачи продукта в змеевик печи и отвода нагретого продукта из него, подачи агента пожаротушения в печь, а также для подготовки и подачи топливного газа на горелки и запальники.

Температура продукта на выходе из печи регулируется подачей топливного газа на горелку клапаном КлР1(Ар303) по сигналу датчика позиция ТТ 30-5.

Предусматривается автоматическое закрытие запорной арматуры на газе при отклонении от нормы технологических параметров. При срабатывании блокировок пилотная горелка продолжает гореть и отключается только обслуживающим персоналом. Первоначальный розжиг горелок печей производится также по месту. При горении пилотных горелок возможно дистанционное включение печей в работу.

1.3 Установка регенерации метанола

Предназначена для возврата в цикл антигидратного ингибитора [1].

Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ по газу, режимов эксплуатации газосборных систем и времени года в пределах от 0,3 до 2,5 т/ч по насыщенному метанолу.

Водометанольный раствор, поступающий на регенерацию из сепараторов пластового газа и пробкоуловителей, содержит минеральные соли (до 20 г/дм³) и мехпримеси (до 10 мг/дм³), выносимые с пластовой

водой потоком газа.

Дистиллят регенератора ДЭГа К-301 в зависимости от концентрации в нем метанола направляется:

- при содержании метанола ниже 70% - в секцию питания колонны К-401;
- при содержании метанола выше 70% - в емкость Е-402 и далее насосом Н-407 на установку технологических емкостей.

Регенерация метанола проводится в ректификационной колонне под атмосферным давлением и температуре куба $105 \div 115^{\circ}\text{C}$.

Для снижения солеотложения в массообменной части десорбера в летний период эксплуатации предусматривается отдельное питание колонны – водометанольный раствор, являющийся дистиллятом регенератора ДЭГа, подается в секцию питания, а слабометанольная пластовая вода – в испаритель И-401.

Водометанольный раствор из сепараторов-пробкоуловителей СП-501, СП-502, емкости Е-515, сепараторов С-201 и от УППГ-10 поступает в выветриватель В-401 для дегазации. Газ дегазации направляется в пункт редуцирования газа собственных нужд, а насыщенный метанол нагревается в последовательно установленных теплообменниках Т-402, Т-401, до температуры $60 \div 80^{\circ}\text{C}$, затем проходит через устройство магнитной обработки, где под воздействием постоянного магнитного поля происходит кристаллизация примесей в виде мелкодисперсной смеси (шлам), которая осаждается в выветривателе В-402 и фильтрах Ф-401 в виде рыхлого осадка, который удаляется промывкой, тем самым предотвращается солеотложение в массообменной части колонны. Подогретый и очищенный раствор метанола поступает на питание колонны К-401.

ВМР с "глухой" тарелки десорбера самотеком переливается в испарители И-401, где из него окончательно отпаривается метанол. В качестве теплоносителя используется ДЭГ с температурой $150 \div 160^{\circ}\text{C}$ из

установки регенерации ДЭГа перед нагревом его в печи. Пары воды и метанола из испарителей поступают под "глухую" тарелку К-401 [1].

Пары верха колонны конденсируются в ВХ-402 и поступают в емкость Е-402, откуда часть регенерированного метанола подается насосом Н-407 на орошение десорбера, нарабатываемый избыток – на установку технологических емкостей. В случае некондиционного продукта (концентрация метанола менее 70%) последний, минуя емкость Е-402 подается в линию питания К-401. Кубовый остаток из испарителей насосом Н-408 прокачивается через Т-401 в разделитель Р-401 откуда слабометанольная вода выводится по уровню в емкость Е-412, а отделившийся углеводородный конденсат – в емкость Е-303 и далее насосом Н-303 на установку технологических емкостей. Пластовая вода и промстоки из Е-412 через фильтры Ф-402 насосами Н-403 подаются на утилизацию. Замер промстоков осуществляется расходомером (позиция FE 107a).

Блок колонны регенерации метанола К-401 (ГП 2194.10) представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1200 мм, обвязанный трубопроводами с арматурой, снабженный приборами КИПиА и площадками обслуживания. В качестве внутренних устройств используются ситчатые однопоточные тарелки.

В блоке колонны регенерации метанола К-401 производятся замеры:

- температуры нижней части колонны по месту позиция ТІ 10-1;
- температуры верха колонны с передачей данных на пульт оператора, позиция ТТ 10-2;
- температуры низа колонны с передачей данных на пульт оператора, позиция ТТ 10-3;
- давления по месту низа колонны позиция РІ 10-4;
- перепада давления по массообменной секции колонны позиция PDIT 10-5a.

Блок арматурный колонны регенерации метанола Ар-401 (ГП 2194.11)

предназначен для подвода насыщенного метанола, подачи орошения и дренажа жидкости из блока колонны регенерации метанола.

В арматурном блоке колонны регенерации метанола Ар-401 производятся замеры:

- расхода питания колонны (позиции 11а-1, 11б-1, 11в-1) с передачей данных на пульт оператора;
- расхода орошения колонны (позиции 11а-2, 11б-2, 11в-2) с передачей данных на пульт оператора.

Расход орошения верха колонны регулируется клапаном КлР2 по сигналу датчика температуры верха позиция ТТ 10-2. В арматурном блоке Ар-401 установлен регулятор уровня жидкости в испарителе И-401КлР1.

Испаритель И-401 (ГП 2194.27) предназначен для испарения метанола из водометанольного раствора и представляет собой кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 2000 мм с плавающей головкой, шестиходовой по трубному и одноходовой по межтрубному пространству. Диаметр распределительной камеры 1400 мм. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина стенки 2 мм, длина труб 4500 мм. В испарителе И-401 производятся замеры:

- температуры по месту, позиция ТП 84;
- температуры с передачей данных на пульт оператору, позиция ТТ 95

Температура в испарителе регулируется клапаном-регулятором КРТ(И401) который стоит на байпасе между входом и выходом НДЭГа от установки регенерации ДЭГа.

1.4 Узел редуцирования газа на собственные нужды

Узел редуцирования газа на собственные нужды предназначен для обеспечения потребителей топливным газом давлением $0,4 \div 0,5$ МПа. Потребителями топливного газа являются [1]:

резервуары водоснабжения (РВС);

установка подогрева теплоносителя (УПТ);
установка печей огневой регенерации;
горизонтальное горелочное устройство (ГГУ);
свеча УКПГ;
ВЖК.

На узел редуцирования газ поступает из коллектора осушенного газа с давлением $3,5 \div 5,5$ МПа и температурой $0 \dots -2^\circ\text{C}$.

В печи огневого подогрева БП-28 газ нагревается до $20 \div 60^\circ\text{C}$ и поступает на первую ступень редуцирования. Температура на выходе из печи огневого подогрева контролируется термометром сопротивления ТЕ 2-3 (л.с. 3). Первая ступень редуцирования снижает давление газа с $3,5 \div 5,5$ МПа до $2,0 \div 3,5$ МПа. В качестве регуляторов давления КРД 1.1-3 (л.с. 14) на первой ступени редуцирования используются пневматические односедельные исполнительные устройства ПОУ-8. Для защиты первой ступени редуцирования от превышения давления установлены два СППК 4-16 с $R_{уст.} = 5,6$ МПа со сбросом газа на свечу.

В качестве регуляторов давления второй ступени используются регуляторы давления газа прямого действия. Вторая ступень редуцирования снижает давление газа до $0,4 \div 0,5$ МПа, на трубопроводе установлена замерная диафрагма FE 18 (л.с. 18) и осуществляется замер общего расхода газа на собственные нужды.

При временном отключении узла редуцирования обеспечение газом производится по байпасной линии, оборудованной краном с ручным приводом и отсекающей задвижкой.

Для защиты потребителей от превышения давления газа на выходах вторых ступеней редуцирования установлены два предохранительных клапана СППК-4-16 $R_{уст.} = 0,627$ МПа. На коллекторе топливного газа после трехходового крана установлены два СППК-4-16 с $R_{уст.} = 0,55$ МПа.

Давление на выходе газа со 2 ступени контролируется прибором РТ 12 (л.с. 17) на щите пульта управления ГП-4.

Далее газ поступает на пункт замера, где замеряется:

расход газа на огневую регенерацию FE 3 (л.с. 22),

расход газа на УПТ FE 5 (л.с. 19);

расход газа на РВС;

расход газа на ГФУ FE 1 (л.с. 23);

расход газа на ВЖК FE 2 (л.с. 21);

расход газа на ДКС FE 4 (л.с. 20);

расход газа на свечу УКПГ.

Показания расходов выводятся на пульт управления ГП-4.

Возможна также подача газа собственных нужд потребителям при полной остановке ГП и ДКС по линии межпромысловый коллектор – печь ПГ-1 на первую и вторую ступень узла редуцирования газа собственных нужд. Далее газ поступает на пункт распределения и замера газа.

1.5 Дренажная система

Опорожнение аппаратов цеха осушки (абсорберов) производится в обогреваемую емкость Е-5, откуда жидкость перекачивается газом в Е-12 или Е-8а корпуса ДЭГа и метанола. Сброс промывочных и пропарочных вод из аппаратов осуществляется в емкость Е-5 и шламособорник Е-10[1].

Откачка из Е-10 производится в автоцистерны.

Откачка ДЭГа из аппаратов цеха регенерации ДЭГа производится насосами Н-2.1-2 в емкость Е-8 до минимального уровня. Из Е-8 продукт откачивается насосом Н-9.1-2 в Р-1.1, Р-1.2, Е-12, Е-4, на склад ДЭГа и метанола. Оставшийся ДЭГ сливается самотеком в Е-8а.

Максимальный и минимальный уровень в Е-8 (LISA л.с. 77) сигнализируется на пульт управления ГП. При понижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка по остановке насоса Н-9.

Сбор утечек от насосов производится в емкости Е-5а и Е-8а.

Вода от промывки аппаратов установки регенерации по коллектору промстоков поступает в емкость Е-8а.

Опорожнение змеевиков печей П-1.1-5 производится в емкость Е-8а через дренажный коллектор.

Аварийный сброс продуктов производится в емкость Е-8а через коллектор промышленной канализации. Опорожнение емкости Е-8а производится погружным насосом, установленным на емкости в Е-12, Е-4 и на ГФУ. Сигнализация максимального уровня в Е-8а выводится на пульт управления ГП.

Шлам в виде песка из емкости Е-8а и шламосборника Е-10 отвозится на полигон твердых строительных отходов.

1.6 Склад ГСМ, ДЭГа и метанола

Технологическая схема и схема автоматизации приведена в приложении 31.

Склад предназначен для приема, хранения и выдачи ГСМ, метанола, ДЭГа. Резервуарный парк включает 9 емкостей объемом 50 м³ каждая и два резервуара объемом по 400 м³. Реагенты распределены по емкостям в следующем порядке:

5 расходных емкостей для хранения метанола	Е-6.2-6	V=50 м ³ ;
2 емкости для хранения дизельного топлива	Е-1, Е-2	V=50 м ³ ;
1 резервуар для ДЭГа	Е-16.1	V=400 м ³ ;
1 резервуар для метанола	Е-16.2	V=400 м ³ ;
1 емкость для слива метанола	Е-6а	V=50 м ³ ;
1 емкость для ДЭГа и осушителя	Е-6.1	V=50 м ³ .

Подача ДЭГа и метанола на установку регенерации производится насосами (АСЦЛ), установленными в утепленном блок-боксе. Прием метанола из автоцистерн производится в заглубленную емкость, прием ДЭГа и топлива – подсоединением шланга непосредственно ко всасу насоса Н-3.1,2 в насосной ДЭГа и метанола (Н-1, Н-2 в насосной ГСМ).

По максимальному и минимальному давлению на нагнетании (РТ 3а, л.с. 12 и 13) происходит блокировка насоса Н-3.1,2.

Для измерения уровня реагентов в емкостях установлены уровнемеры типа "Сапфир" (LT 1а, LT 2а, LT 4а, л.с. 1...11) с выводом показаний на пульт управления ГП-4, а также предусмотрена сигнализация максимальных уровней в Е-6а, Е-16№1, Е-16№2 и минимальных в Е-2 №1, №2, Е-6 №1...№6.

Насосы установлены в 2-х блок-боксах: насосы метанола, ДЭГа – в блок-боксе насосной ДЭГа и метанола; насосы ДТ– в блок-боксе ГСМ. Блок-боксы насосных оснащены вытяжной вентиляцией.

Блок-бокс насосной ДЭГа и метанола оснащен датчиком контроля загазованности (поз. QE, л.с. 15) и автоматическим включением аварийно-вытяжной вентиляции с выводом звуковой и световой сигнализации на пульт.

1.7 Водоснабжение и водоотведение

При эксплуатации водопроводной сети основываться на требования п. 2.10 МДК 3-02.2001 Правила технической эксплуатации систем и сооружений коммунального водоснабжения и канализации [1].

При эксплуатации канализационной сети основываться на требования п. 3.2 МДК 3-02.2001 Правила технической эксплуатации систем и сооружений коммунального водоснабжения и канализации.

Эксплуатацию насосных станций, установленного в них оборудования и систем вести в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, применительно к особенностям эксплуатации станций бытовых сточных вод.

Водоснабжение площадки ГП-4 выполняет сеть производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, водопровода УКПГ и ДКС. Мощность этого водопровода является достаточной для покрытия хозяйственно-питьевых и производственных расходов, а также для тушения одного пожара.

На площадке ГП-4 вода расходуется на хозяйственно-питьевые, производственные и противопожарные нужды. Подключение водонасосной площадки ГП-4 к кольцевому водопроводу выполнено трубопроводами диаметром 219 мм.

Схема водопровода - кольцевая. Подача расчетных расходов в сеть ДКС осуществляется через сети УКПГ группой насосов, расположенных в водонасосной. Водопроводная сеть на площадке принята из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 наружным диаметром 57÷273 мм и прокладывается на эстакадах с учетом максимального совмещения с другими коммуникациями.

В кольцевой сети площадки предусматривается постоянная циркуляция воды, обеспечивающая обмен и незамерзаемость. Для обеспечения циркуляции в водопроводном кольце площадки предусматривается сброс воды в резервуары запаса воды водонасосной. В качестве источника тепла для обогрева водопровода предусмотрена прокладка в одной изоляции с трубопроводами теплосети и теплоспутниками.

Для наружного пожаротушения предусматривается установка пожарных гидрантов. Использование пожарных гидрантов допускается только для противопожарных мероприятий. В местах расположения пожарных гидрантов и по пути следования к ним установлены указатели, выполненные с нанесением флуоресцентной окраски: "Пожарный гидрант" и "Направление к месту нахождения пожарно-технической продукции".

Сеть разбита на ремонтные участки задвижками, обеспечивающими отключение не более 5 пожарных гидрантов. Опорожнение участков сети в случае аварии или плановых ремонтов на сети водопровода осуществлять через незамерзающие выпуски воды. Впуск воздуха выполнять через арматуру впуска воздуха.

Отключение внутренней сети здания на ремонт или в случае аварии выполняется отключающими задвижками, с обязательным спуском воды

через спускную арматуру. Впуск воздуха в сеть при опорожнении выполнять через воздушники [1].

Промывку технологического оборудования выполнять от отключений (незамерзающая задвижка, отключающая задвижка и соединительная головка ГМ 50) на водопроводной сети. Открытие незамерзающих задвижек выполнять только на время промывки, с обязательным опорожнением после промывки через выпуск воды.

Система канализации ДКС отдельная – производственных, поверхностных и бытовых сточных вод.

Самотечные сети канализации поверхностных сточных вод выполнены подземными из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 в тепловой изоляции, а бытовых и производственных – частично подземно и надземно. Сеть закрытая, с колодцами для установки ревизий, обеспечивающих возможность прочистки сети.

Сеть напорной канализации бытовых сточных вод выполнена из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 и проложена на эстакадах, с учетом максимального совмещения с другими коммуникациями, в теплоизоляции совместно с теплоспутником.

Бытовые стоки от ПЭБ, собранные в КНС бытовых стоков ДКС перекачиваются по напорному трубопроводу на КНС УКПГ и далее на очистные сооружения КОС ГП-4, расположенные в районе Вахтового жилого комплекса. Вентиляция сети бытовой канализации осуществляется через вентиляционные стояки внутренних систем канализации зданий.

Поверхностные воды от ограждений резервуаров склада ГСМ и склада масел направляются в сборные колодцы, из которых по мере накопления вывозятся автотранспортом со сбросом в производственную канализацию. На зимний период сборные колодцы опорожняются.

1.8 Водонасосная станция и резервуары водоснабжения (РВС)

Водонасосная станция предназначена для обеспечения бесперебойного водоснабжения промышленных сооружений ГП-4 и для подачи воды на Вахтовый жилой комплекс УКПГ-4 и Промбазу. Подача воды в водонасосную станцию производится от водонасосной ГП-3 по двум межпромышленным водоводам с трубопроводами условным диаметром 200 мм. Технологическая схема приведена в приложении 32 [1].

Водонасосная станция оборудована двумя резервуарами запаса воды, объемом по 1000 м³ каждый, с огневым подогревом, которые обеспечивают необходимый объем воды на хозяйственно-питьевые, производственные и противопожарные нужды.

Станция водоснабжения скомпонована таким образом, что внутри теплого помещения насосной размещены все насосы, трубопроводная арматура и газовые подогреватели воды. Для распределения воды на ГП-4 и для подачи транзитных расходов установлены две группы насосов. Принципиальная схема водонасосной приведена в приложении 33.

Назначение групп насосов:

первая группа НС-1÷НС-5 (К 90/55, ЦНС105/98), обеспечивающая производственные, питьевые и противопожарные нужды площадки УКПГ-4 и ДКС-4, а также подачу воды на Вахтовый жилой комплекс УКПГ-4 и Промбазу.

вторая группа НП-1÷НП-3 (КМ 100/65, ЦНС 105/98) - противопожарные нужды площадки УКПГ-4 и ДКС-4.

Управление технологическим процессом, сигнализация состояния оборудования и выдача нерасшифрованного сигнала диспетчеру производится с местного щита водоснабжения. Дополнительно пожарные насосы НП-1÷НП-3 включаются дистанционно от пожарных гидрантов. Одновременно при пуске пожарных насосов производится перевод насосов НС-1÷НС-5 в режим "пожар".

Каждая группа насосов имеет АВР при падении давления на выходе рабочего насоса. Первая группа НС-1÷НС-5 работает в двух режимах – обычный режим "Циркуляция" и "Пожар". В режиме обычной работы насосы НС-1÷НС-5 отключаются при понижении уровня воды в резервуарах до 7,3 м. При получении сигнала "пожар" насосы НП-1÷НП-3 переводятся на отключение при уровне 1,7 м. Управление технологическим процессом, сигнализация состояния оборудования и выдача нерасшифрованного сигнала диспетчеру производится с местного щита водоснабжения [1].

Сетевые насосы (НС-1÷НС-5) управляются от щита управления. Управление сетевыми насосами предусматривает ручной режим, но в управление входит и система самозапуска насоса в случае временного отсутствия напряжения. Сетевые насосы работают в режиме циркуляции. Пожарные насосы НП-1, НП-2, НП-3, совместно с переназначенными сетевыми (НС-1÷НС-5) работают в режиме пожаротушения. Управление пожарными насосами производится со Щита управления в водонасосной, а также с установленных мест на площадке УКПГ-4 (например, с мест расположения пожарных гидрантов и т.д.). Предусматривается автоматическое переключение работы насосов в режим "пожар" при понижении давления в системе водоснабжения.

Для циркуляции воды в водоводах на ГП-3 и внутриплощадочных сетях ГП-4 предусмотрены сбросные трубопроводы в резервуары запаса воды, с установкой запорной арматуры и замерных устройств.

Для избежания переполнения резервуаров предназначена электроприводная задвижка ЗД 14, установленная на подающем трубопроводе, которая управляется по уровню. При уровне 10,8 м – закрывается, при 10 м и ниже – открывается.

Для подогрева воды резервуары оборудованы газовыми горелками.

Топливный газ давлением 0,4÷0,5 МПа поступает в газорегуляторную установку, где производится снижение давления газа до 0,03÷0,3 МПа. Снижение давления газа и поддержание на заданном уровне осуществляется

регулятором давления РДБК-1-50. Перед регулятором установлен предохранительно-запорный клапан ПКВ-50 для автоматического отключения газа при повышении или понижении давления газа по отношению к установленным пределам. После регулятора давления установлен предохранительный клапан СППК-4-16-50, который срабатывает при превышении максимального рабочего давления.

Из газорегуляторной установки газ поступает на горелки подогревателей воды. В каждый резервуар вмонтировано по три горелки. Огневой подогреватель каждого резервуара рассчитан на теплопроизводительность, обеспечивающую подогрев $65 \div 85 \text{ м}^3/\text{час}$ воды от 5 до 23°C .

Максимальный расход газа для подогрева воды $720 \text{ м}^3/\text{час}$.

Температура воды в резервуарах поддерживается $20 \pm 3^\circ\text{C}$ путем изменения расхода газа к горелкам регулятором прямого действия по импульсу температуры воды в резервуарах [1].

Автоматика безопасности горения на горелках предусматривает отключение подачи газа к горелкам при:

исчезновении пламени;

повышении и понижении давления газа от заданного;

повышении температуры воды выше 23°C .

Для автоматического регулирования расхода газа в зависимости от температуры воды, нагреваемой в резервуарах, предусмотрена установка регуляторов температуры РТ-40. В ГРУ местными приборами обеспечивается контроль следующих параметров:

давления на входе,

выходе и на байпасе;

перепада давления на фильтре;

расхода газа.

1.9 Канализационная система установки

Канализационная система ГП-4 раздельная – бытовая и производственная. Сооружения бытовой канализации состоят из КНС УКПГ и КНС ДКС. От КНС ДКС посредством насосов через напорный трубопровод неочищенные стоки поступают на КНС УКПГ-4. Бытовые стоки на УКПГ-4 самотеком поступают в канализационную станцию КНС УКПГ-4, затем объединенные стоки по напорному коллектору направляется на КОС вахтового жилого комплекса.

Работа КНС осуществляется в автоматическом режиме. Сигнализация максимального уровня в приемнике бытовых стоков и включение насосов отображается на пульте в операторной.

Промстоки от установки поступают в емкость Е-12 и насосом Н-3а или Н-2а откачиваются на ГГУ. При минимальном уровне в Е-12 происходит блокировка насосов. На линии ГГУ установлен счетчик промстоков.

1.10 Станция гидропривода

Станция гидропривода предназначена для подачи масла под давлением до 6,3 МПа в приводы кранов с целью их переключений или фиксации кранов-регуляторов в заданном положении и используется в системе автоматического регулирования давления газа ЗПА и системе аварийного закрытия кранов Г-101.

Техническая характеристика станции приведена в таблице ниже.

Станция состоит из следующих составных частей:

насосная установка (на базе станции гидропривода БГ-12-4)	1 шт.
блок пневмогидроаккумуляторов – 260 дм ³	1 шт.
гидробак – 360 дм ³	1 шт.

Техническая характеристика станции гидропривода:

Номинальное давление, Р, МПа	6,3
Подача масла, л/мин:	

- основного насоса	16
- резервного насоса	16
Номинальная вместимость гидробака, дм ³	360
Номинальная мощность электродвигателя, кВт:	
- основного насоса	3,0
- резервного насоса	3,0
Номинальная частота вращения, об/мин	960
Габаритные размеры станции:	
- длина, мм, не более	4500
- ширина, мм	1030
- высота, мм	1700
Масса станции (без масла), кг	4433
Устройство и работа станции.	

Станция представляет собой комплекс гидравлического оборудования на несущей конструкции и объединенного системой трубопроводов.

Рабочее давление создается с помощью основного насоса НП 1 или резервного насоса НП 2.

Пневмогидроаккумуляторы АК-1...16 поддерживают давление и расход рабочей жидкости в интервалах между работой насосов. Фильтр тонкой очистки Ф-1 служит для предотвращения попадания твердых частиц до 40 мкм в гидросистему.

Фильтры грубой очистки Ф-3 и Ф-4 установлены на заборных патрубках насосов и служат для предотвращения попадания твердых частиц, размером до 70 мкм.

После включения насоса НП1 рабочая жидкость под давлением через фильтр Ф-1, обратный клапан КО.3 поступает в пневмогидроаккумуляторы АК-1....16 и в напорную линию.

При повышении давления в напорной линии до требуемого значения электроконтактный манометр МН2 отключает электродвигатель насоса НП1,

а при понижении давления ниже нормального – включает электродвигатель насоса НП1.

Для гидросистемы используется чистое минеральное масло ВМГЗ, Т22П по ГОСТ 32-74. Пневмогидроаккумуляторы заряжаются воздухом до давления в газовых камерах, равного 3,0 МПа [1].

При достижении давления масла в напорном коллекторе до 5,4 МПа насос НП1 должен автоматически отключиться, при понижении давления до 4,5 МПа насос НП1 автоматически включается. При понижении давления до 3,5 МПа автоматически включается резервный насос НП2.

Горизонтальные горелочные устройства (ГГУ), представляют собой скоростные распылители, в которых происходит тонкодисперсное распыление стоков с последующим испарением жидкости и выгоранием примесей. ГГУ размещаются в амбарах за пределами УКПГ. Все ГГУ оснащены системами контроля погасания пламени горелок.

Для сжигания промстоков, передавливаемых газовой подушкой из Е-15, установлено два ГФУ-5 (конструкция "ТюменНИИгипрогаз").

Для утилизации промстоков, перекачиваемых насосами Н-2а или Н-3а из Е-12 УРМ установлено два ГФУ-5 (конструкция "ТюменНИИгипрогаз"). Для поддержания горения, к ГФУ подается топливный газ давлением $0,4 \div 0,5$ МПа. Для регулирования расхода газа на ГГУ, в замерном узле редуцирования газа на собственные нужды установлен клапан-регулятор.

Техническая характеристика ГФУ-5:

максимальный расход промстоков $6,0 \text{ м}^3/\text{ч}$;

расход газа на сжигание 1 м^3 стоков $600 \div 800 \text{ м}^3$

давление промстоков до $1,0 \text{ МПа}$

Допускается непрерывная работа при минерализации промстоков до 10 г/л .

Воздушная компрессорная предназначена для обеспечения сжатым воздухом давлением $0,4 \div 0,8 \text{ МПа}$ средств КИПиА, пневмоинструментов для ремонтных работ.

Воздушная компрессорная расположена в технологическом корпусе регенерации ДЭГа и метанола, включает 2 воздушных компрессора 2ВП-14/9 Краснодарского компрессорного завода, производительностью 660 м³/час каждый, установку осушки воздуха марки УОВА-500У-02 и воздухохоборники, 4 из которых объемом 10 м³ и 2 объёмом 6,3 м³ воздуха с рабочим давлением 0,8 МПа и рабочей температурой от минус 45÷20.

Схема контроля и автоматики осуществляет автоматическое поддержание заданного давления воздуха в системе. Дополнительно установленные приборы для измерения температуры и давления антифриза и воздуха позволяют контролировать работу теплообменника Т-5 и воздушных ресиверов, а также выдавать в УВК сигнал аварийного состояния компрессорной сжатого воздуха [1].

Емкость ресиверов-воздухохоборников обеспечивает работу приборов КИПиА в течение 1 часа при аварийной ситуации.

В качестве резервного источника сжатого воздуха используется горячий воздух, отбираемый от ГПА первой и второй очереди ДКС. Сжатый воздух по трубопроводу с давлением 0,4÷2,0 МПа проходит редуцирующее устройство КРД (РУСТ ПМ 250 "НЗ") при этом происходит снижение давления до 0,4÷0,8 МПа, на этой же линии установлен СППК-4р для защиты воздухохоборников от превышения давления.

После охлаждения в теплообменниках Т-5 сжатый воздух проходит установку осушки воздуха и поступает в ресиверы. Температура воздуха до и после охлаждения контролируется термометрами, а давление манометрами.

Система сброса газа на свечу УКПГ включает в себя:

коллектор Ду 300, Р=9,0 МПа для продувки шлейфов через кран С-101 и сброса газа из пробкоуловителя ЕП-1;

коллектор от АВО газа, кранов С505, С506, С507 , от трубопроводов входа газа на компрессор и турбину ТДА, абсорберов А-1 корпуса подготовки газа Ду 150, Р=9,0 МПа ;

трубопровод Ду 100 аварийного сброса из коллектора сырого газа через кран С104;

трубопровод Ду 200 от узла подключения газопроводов УППГ Анеряхинской площади;

трубопровод газа собственных нужд;

свечу Ду 500, высотой 30 м.

Свечные трубопроводы проложены наземно с уклоном в сторону свечи.

Периодические и аварийные сбросы газа от технологических ниток и от УКПГ в целом, по решению тех. совета от 19.08.94 г. и на основании письма ЮНГГ выбрасываются в свечную трубу без сжигания. Розжиг осуществляется только в случае продувки шлейфов с помощью системы розжига.

Электроснабжение промыслов выполнено от электростанции собственных нужд ГТЭС-72, расположенной на территории промбазы, и Северных электрических сетей (СЭС) ОАО "Тюменьэнерго" через подстанцию "Ямбург-110/10". Генерирующие мощности ЭСН работают параллельно с энергосистемой. Присоединение района Ямбурга к энергосистеме выполнено по двум ВЛ-220 кВ ПС "Оленья" - ПС "Ямбург 110/10", включенным на напряжение 110 кВ. Для распределения электроэнергии по месторождению используются ВЛ-110 кВ на одноцепных опорах и двухтрансформаторные ПС-110/35/6 кВ и ПС-110/6 кВ "глубокого ввода".

Основные потребители электроэнергии УКПГ и ДКС согласно требованиям ВРД 39-1.21-072-2003 "Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО "Газпром" относятся к первой категории по ПУЭ в отношении надежности электроснабжения. В составе электроприемников площадок имеются потребители особой группы первой категории – это системы АСУ и КИП.

Комплекс УКПГ включает собственно установку комплексной подготовки газа и два цеха ДКС (КЦ-1 и КЦ-2), электроснабжение которых

осуществляется от расположенной на УКПГ подстанции 110/35/6 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 10 МВА и двумя взаимно резервируемыми секциями шин ЗРУ 6 кВ, что согласно ПУЭ классифицируется как два независимых источника питания. Сторона 35 кВ распреустройства, предназначенная для электроснабжения буровых работ, не развита и в настоящее время не используется.

Основными электроприемниками на промыслах являются асинхронные электродвигатели технологических и сантехнических механизмов с напряжением 380/220 В и электроосвещение (220 В). Для их запитки на площадках в центрах нагрузок установлены двухтрансформаторные КТП 6/0,4 кВ. Подстанции выполнены на переменном оперативном токе и оборудованы релейными защитами, автоматикой и сигнализацией. Компенсация реактивной мощности и учет электроэнергии электромеханическими счетчиками предусмотрен на стороне 0,4 кВ КТП.

На площадке УКПГ-4 расположено три комплектные трансформаторные подстанции:

КТП ЦРДМ - 2х1600 кВА;

КТП АВО газа - 2х1600 кВА;

КТП ВЗиС - 2х1000 кВА.

От КТП ЦРДМ осуществляется питание электроприемников, расположенных в цехе подготовки газа и регенерации ДЭГа и метанола, от КТП АВО газа - потребителей АВО газа, от КТП ВЗиС – объектов вспомогательного назначения (УПТ, водонасосной, ЗПА, БВП, насосной метанола и топливораздаточной, АБК, КНС АБК и др.).

На площадках ДКС расположено пять комплектные трансформаторных подстанций:

КТП ПЭБа – 2х1000 кВА (для КЦ-1 и КЦ-2);

КТП АВО газа № 1 - 2х1000 кВА (в КЦ-1);

КТП АВО газа № 2 - 2х1000 кВА (в КЦ-1);

КТП АВО газа № 1 - 2х1000 кВА (в КЦ-2);

КТП АВО газа № 2 - 2х1000 кВА (в КЦ-2).

От РУ-0,4кВ КТП и щитов НКУ, расположенных в ПЭБе, запитаны потребители газоперекачивающих агрегатов и объектов вспомогательного назначения, от РУ-0,4кВ КТП и щитов НКУ КТП АВО газа – потребители АВО газа.

Для питания электроприемников и управления электроприводами 0,4 кВ предусмотрены низковольтные комплектные устройства (НКУ), которые размещены в помещениях электрощитовых. При небольшом количестве потребителей аналогичное электрооборудование принято в виде распределительных пунктов, сборок автоматических выключателей и магнитных пускателей. Электрообогрев греющими лентами и кабелями использован для обеспечения работоспособности наружных кранов газовой обвязки в холодное время года.

Внутриплощадочные сети 6 кВ и 0,4 кВ – кабельные с прокладкой по технологическим и специально сооруженным кабельным эстакадам.

Жизнедеятельность при отключении внешних источников электроснабжения обеспечивается аварийными дизельными электростанциями единичной мощностью 500-630 кВА, подключенными к РУ-0,4 кВ КТП, системами постоянного тока (напряжением 220 В, 110 В и 24 В), системами бесперебойного питания (380/220 В, 50 Гц).

На УКПГ установлены три дизельные электростанции (КАС-500), на ДКС – две дизельные электростанция (КАС-630, КАС-500). Автоматическое включение ДЭС осуществляется при исчезновении напряжения от основных источников.

Основные технические характеристики дизельных электростанций:

	КАС-500	КАС-630
максимальная мощность, кВт	550	700
номинальная мощность, кВт	500	630
номинальная частота вращения,	1500	1500

об/мин.

ток переменный, частотой, Гц	50	50
топливо, ГОСТ 4749-73	дизтопливо	дизтопливо
удельный расход топлива, гр./кВт•час	227	207

На ДКС установлена система постоянного тока напряжением 220 В, которая включает аккумуляторные батареи 6 OPzS 600, зарядно-подзарядные агрегаты (2хВАЗП-380/260-40/80 УХЛ4) и щиты постоянного тока. Для организации напряжений 110 В на ДКС применены шкафы ШУОТ2403 и имеющие в своем составе аккумуляторы и подзарядные выпрямители. Аккумуляторные батареи всех напряжений работают в режиме постоянного подзаряда и обеспечивают потребителей электроэнергией в течение не менее 30 минут при отключении источников переменного тока.

Для формирования бесперебойного питания напряжением $\sim 380/220$ В и ~ 220 В применены агрегаты бесперебойного питания типа АБП-16 на площадках УКПГ (в БППП) и АБП-6,3 на площадках ДКС (в ПЭБах).

Технологические установки и помещения на УКПГ и ДКС относятся к взрывоопасным. В производственных помещениях предусмотрено два вида электроосвещения – рабочее и аварийное. Сети рабочего и аварийного электроосвещения подключены к разным секциям подстанций, общих с силовым оборудованием. Питание аварийного освещения контейнеров в операторной БППП, ГПА, операторских УКПГ и ДКС резервировано аккумуляторными батареями 220 В.

Оборудование АСУ ТП УКПГ обеспечивается основным (~ 220 В) и гарантированным (~ 220 В) питанием от распределительных устройств и источников площадок. Оборудование АСУ ТП ДКС требует питания по рабочим вводам ~ 220 В, по резервным - 220 В постоянного тока. Питание переменным током этих систем предусматривается от распределительных устройств $\sim 380/220$ В зданий, в которых они расположены. Питание постоянным током – от соответствующих систем, расположенных в ПЭБ. Приборы КИП получают

питание от оборудования АСУ. АСУ Э на рассматриваемых площадках не организовано.

Технологические здания и сооружения УКПГ и ДКС в соответствии с СТО Газпром 2-1.1-094-2007 относятся к взрывопожароопасным с зонами классов В-1а и В-1г.

Освещение основных производственных помещений, относящихся к взрывоопасным, выполняется взрывозащищенными светильниками с лампами накаливания, а вспомогательных, административных, жилых помещений – светильниками с лампами накаливания и люминесцентными лампами общего использования. Наружное освещение проездов и технологических установок осуществляется прожекторами, которые установлены на специальных прожекторных мачтах. Управление наружным освещением централизовано из операторских УКПГ и ДКС.

Ямбургское НГКМ [1] располагается на территории со среднегодовой продолжительностью гроз от 10 до 20 часов в год с удельной плотностью ударов молнии в землю 1 ед. на квадратный километр в год. Существующая молниезащита соответствует требованиям РД 34.21.122-87, СО 153-34.21.122-2003 и СТО Газпром 2-1.11-170-2007.

Для защиты наружных установок и газоотводных свеч от прямых ударов молнии используются молниеприёмники на прожекторных мачтах, мачтах РРЛ, оборудовании и дымовых трубах котельных. Здания защищаются путем присоединения их металлических каркасов и кровель к заземлению.

Защита от вторичных проявлений молнии, заноса высокого потенциала, а также защита невзрывоопасных объектов выполняется заземлением металлических каркасов, оборудования и коммуникаций на вводах. Для организации заземления молниезащитных устройств и защитного заземления электрооборудования используются фундаменты зданий и сооружений, соединенные металлоконструкциями эстакад в единые поля заземления площадок. Реализованные типы систем защитного

заземления согласно ГОСТ Р50571.2-94: TN-C – для сетей напряжением 380/220В переменного тока, IT - для сети постоянного тока.

В качестве защиты при повреждении изоляции в электроустановках имеется основная и дополнительная системы уравнивания потенциалов. Основная система уравнивания потенциалов соединяет между собой специальные и PEN проводники в системе TN, заземляющие проводники электроустановок в системе IT, металлические каркасы зданий, металлические оболочки кабелей, металлические трубопроводы, заземляющие проводники рабочего и функциональных заземлений. К дополнительным системам уравнивания потенциалов подключены все доступные прикосновению открытые проводящие части стационарных электроустановок, сторонние проводящие части и заземляющие защитные проводники в системах TN и IT. Для уравнивания потенциалов используются специальные проводники, металлические каркасы зданий, металлические оболочки кабелей, металлические трубопроводы и другие сторонние проводники, обеспечивающие необходимую проводимость и непрерывность электрической цепи.

В установках предусмотрены мероприятия по снятию зарядов статического электричества с технологического, вентиляционного и другого оборудования, металлических трубопроводов при помощи заземления. Устройство заземления для защиты от статического электричества объединяется с защитным заземлением и заземлением от прямых ударов молнии. Металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, кожухи теплоизоляции трубопроводов представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах установки присоединяется к контуру заземления не менее чем в двух точках. Трубопроводы и кожухи теплоизоляции заземляются через каждые 40...50 м. Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала на рассматриваемых объектах предусмотрены следующие мероприятия:

- заземление и зануление нетоковедущих частей электрооборудования и всех металлических частей, нормально не находящихся под напряжением;
- заземление и зануление металлических строительных и производственных конструкций и коммуникаций (для выравнивания потенциалов);
- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей электрооборудования;
- блокировки электроаппаратов и ограждений электрооборудования для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети;
- установка УЗО с уставкой дифференциального тока отключения 30 мА в цепях переносного электрооборудования и системах электрообогрева;
- защита от прямых ударов молний и вторичных ее проявлений;
- защита от статического электричества;
- защитное отключение.

1.11 Обзор задач и исследований в области АСУТП

Для технологических процессов добычи и транспорта нефти характерна значительная рассредоточенность объектов по площадям (добывающие скважины, нагнетательные скважины, групповые замерные установки, кустовые насосные станции, линейные участки магистральных нефте- и газопроводов и т. д.) [2].

С другой стороны, многие технологические процессы сосредоточены на сравнительно небольших площадях. Это установки комплексной подготовки нефти, установки подготовки газа, компрессорные и насосные станции магистральных газо-нефтепроводов, дожимные насосные станции,

все технологические процессы переработки нефти и газа, а также нефтехимические процессы и т. д.

Очевидно, комплекс технических средств и организация каналов связи при автоматизации таких объектов различны. [3]

Наряду с задачами контроля и сигнализации отклонений здесь широко развиты функции стабилизации технологических параметров в режиме с обратной связью (непрерывное управление). Управление такими процессами требует применения более сложных алгоритмов (каскадные системы, системы с компенсацией возмущений, системы со взаимозависимыми параметрами, адаптивные системы, системы оптимального управления).

Исходя из особенностей объектов автоматизации нефтегазовой отрасли, выдвигаются и соответствующие требования к архитектуре, а также аппаратным и программным средствам АСУТП.

Для автоматизации непрерывных технологических процессов подготовки нефти и газа, заводских процессов переработки нефти, а также нефтехимических процессов наиболее адаптированы DCS-системы. В таких системах все известные функции автоматизации распределены между различными аппаратными средствами системы управления. Каждый компонент системы узко специализирован и «занимается своим делом». Наиболее характерная черта управляющих процессоров DCS-систем – способность поддерживать от нескольких десятков до нескольких сот контуров ПИД-регулирования.

Для рассредоточенных объектов, таких, как нефтяные промыслы, а также для объектов транспорта нефти и газа применяют SCADA–системы. Задачей таких систем является обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств (часто находящихся на большом расстоянии друг от друга и от диспетчерского пункта). Количество возможных устройств, работающих под управлением систем диспетчерского контроля и управления, велико и может достигать нескольких сотен. Для этих систем

наиболее характерной задачей является сбор и передача данных, которая реализуется дистанционно расположенными терминальными устройствами (RTU) [2].

На рис. 6 представлена схема комплекса технических средств многоуровневой системы управления, обобщающая многочисленные применения таких систем для управления технологическими процессами нефтяной промышленности.

Как правило, это двух- или трехуровневые системы, и именно на этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. [3]

Нижний уровень – уровень объекта (контроллерный) - включает различные датчики (измерительные преобразователи) для сбора информации о ходе технологического процесса, электроприводы и исполнительные устройства для реализации регулирующих и управляющих воздействий. Датчики поставляют информацию локальным контроллерам (PLC), которые могут обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностика работы программного обеспечения и состояния самого контроллера;
- обмен информацией с пунктами управления.

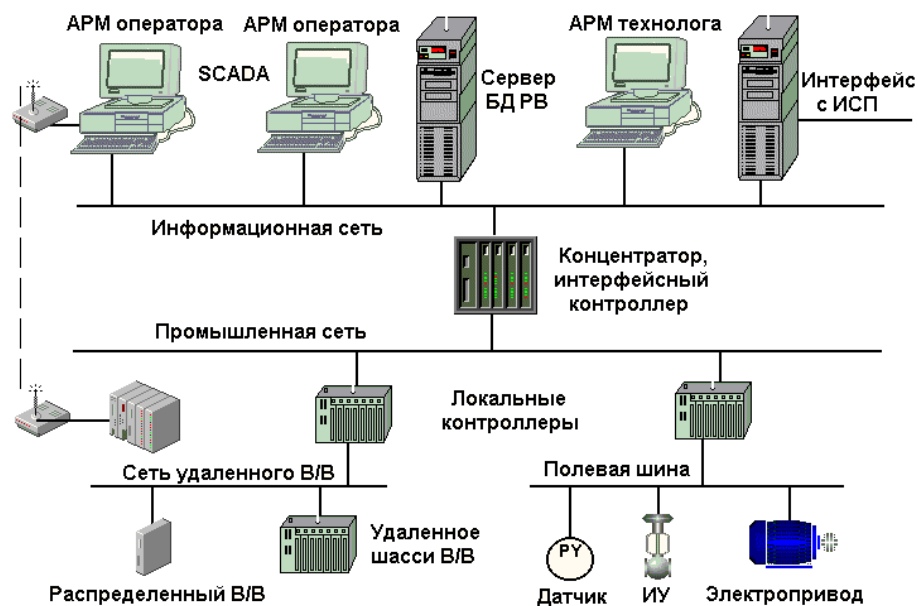


Рисунок 1.1 Обобщенная архитектура системы управления [2].

Анализ широкого спектра технологического оборудования, применяемого при подготовке газа на установках УКПГ, выявил наиболее часто применяемые технологические блоки:

- резервуары,
- насосы,
- теплообменники,
- отстойники,
- нефтегазосепараторы,
- подогреватели, печи,
- электродегидраторы,
- конденсаторы-холодильники,
- ректификационные колонны.

Каждый из названных технологических блоков имеет различные модификации: по размерам, по исполнению (горизонтальное, вертикальное), по типу подогрева (огневой или паровой), по режимным показателям (температура, давление) и т.д.

Как объект автоматизации каждый технологический блок имеет свою типовую группу параметров контроля и управления и, соответственно, свой

типовой набор датчиков, исполнительных механизмов, преобразователей, блоков питания и т. д.

В зависимости от технологических схемы установки подготовки нефти используется разное количество технологических блоков в разной последовательности. Сигналы с датчиков каждого технологического блока группируются и распределяются на уровне контроллеров по разным принципам: по типу, назначению, по связи с определёнными событиями, оборудованием или этапами технологического процесса и т. д. [5]

Установка комплексной подготовки нефти производительностью 2 – 4млн. тонн нефти в год, кроме перечисленных основных типовых технологических блоков, имеет в своём составе очистные сооружения, факельное хозяйство, узел пресной воды, насосную производственно-дождевых стоков, блочную котельную и т.д. С каждого такого объекта сигналы поступают или на отдельно стоящий контроллер, или на контроллер в операторной.

Кроме режима сбора и контроля параметров по уставкам, в современных АСУ ТП подготовки нефти важную роль играют режимы дистанционного и автоматического управления и регулирования. Дистанционное управление исполнительным устройством осуществляется по команде оператора с компьютера. Автоматический режим управления технологическим процессом реализуется двумя группами функций: логического или импульсного управления и автоматического регулирования.

Первая группа функций осуществляет автоматический пуск/останов насосов, вытяжных вентиляторов, открытие/закрытие шаровых кранов [2].

Вторая группа функций осуществляет автоматическое регулирование таких параметров, как уровни, межфазные уровни, давление и расход нефти, путем управляющих воздействий на электроклапаны (например, УЭРВ–1М, КТ1–Ех).

При разработке алгоритмов автоматического регулирования необходимо решать следующие вопросы:

взаимосвязь контуров регулирования для ситуаций, когда изменение одного технологического параметра влечет изменение другого;

учёт нелинейного характера объектов управления;

выбор шага дискретизации.

Для решения этих вопросов применимы методы математического и полунатурного моделирования.

Требования к повышению качества получаемой нефти и к организации экологического мониторинга приводят к увеличению количества технологических блоков в современных установках комплексной подготовки нефти и, как следствие, к увеличению количества параметров контроля и управления, что ведет к повышению сложности АСУ ТП УКПГ в целом. Так, общее количество сигналов ввода–вывода средней АСУ ТП УКПГ сейчас достигает 400–700, включая 30–50 контуров регулирования и дистанционного управления. [4]

Как известно, создание сложных систем автоматизации проходит ряд основных этапов:

- проектирование и разработка АСУ ТП;
- сборка и монтаж комплекса технических средств (КТС);
- пусконаладка системы автоматизации на объекте у заказчика;
- разработка эксплуатационной и технической документации, обучение специалистов заказчика.

Накопленный богатый опыт по выполнению каждого из перечисленных этапов позволяет существенно сократить сроки и стоимость их выполнения.

Создание современных АСУ ТП комплексной подготовки нефти базируется на разработке проекта. Ввиду сложности и взрывоопасности УКПГ выполнение подобного проекта разрешается только организациям, которые имеют соответствующие лицензии Госгортехнадзора РФ.

В структуре любой АСУ ТП можно условно выделить следующие уровни:

- нижний (оборудование КИП);

- контроллерного оборудования;
- комплекса технических средств АРМ оператора.

Разработка сложного проекта АСУТП требует много времени, если отсутствуют готовые и проверенные типовые структурные и аппаратно-программные проектные решения для каждого уровня.

Пример типового структурного решения для АСУ ТП установки приведен на рисунке 1.2. Проработаны аппаратные проектные решения для основных технологических блоков УКПГ в виде схем автоматизации:

- нижнего уровня;
- уровня контроллеров на базе высоконадежных компьютеров MicroPC и плат ввода-вывода фирм OctagonSystems и Fastwel (рисунок 1.3);
- уровня АРМ оператора на базе двухпроцессорных комплексов IPC–620 фирмы Advantech, использующих одноплатные промышленные компьютеры PCA–6179 с процессором Pentium III/700 МГц.

Апробированы и надежно зарекомендовали себя программные решения для каждого уровня. Прикладное программное обеспечение обоих верхних уровней создается с помощью единой SCADA–системы (в описываемых примерах использовалась TraceMode). Для контроллерного уровня разработаны типовые прикладные программные решения в виде алгоритмов автоматического регулирования для отдельных технологических блоков УКПН. Для АРМ оператора сформировано типовое представление многих технологических блоков как на экране монитора в виде мнемосхем, так и в базе каналов.

Типизация аппаратно-программных решений позволила значительно сократить сроки проектирования и разработки АСУ ТП УКПГ. [4]

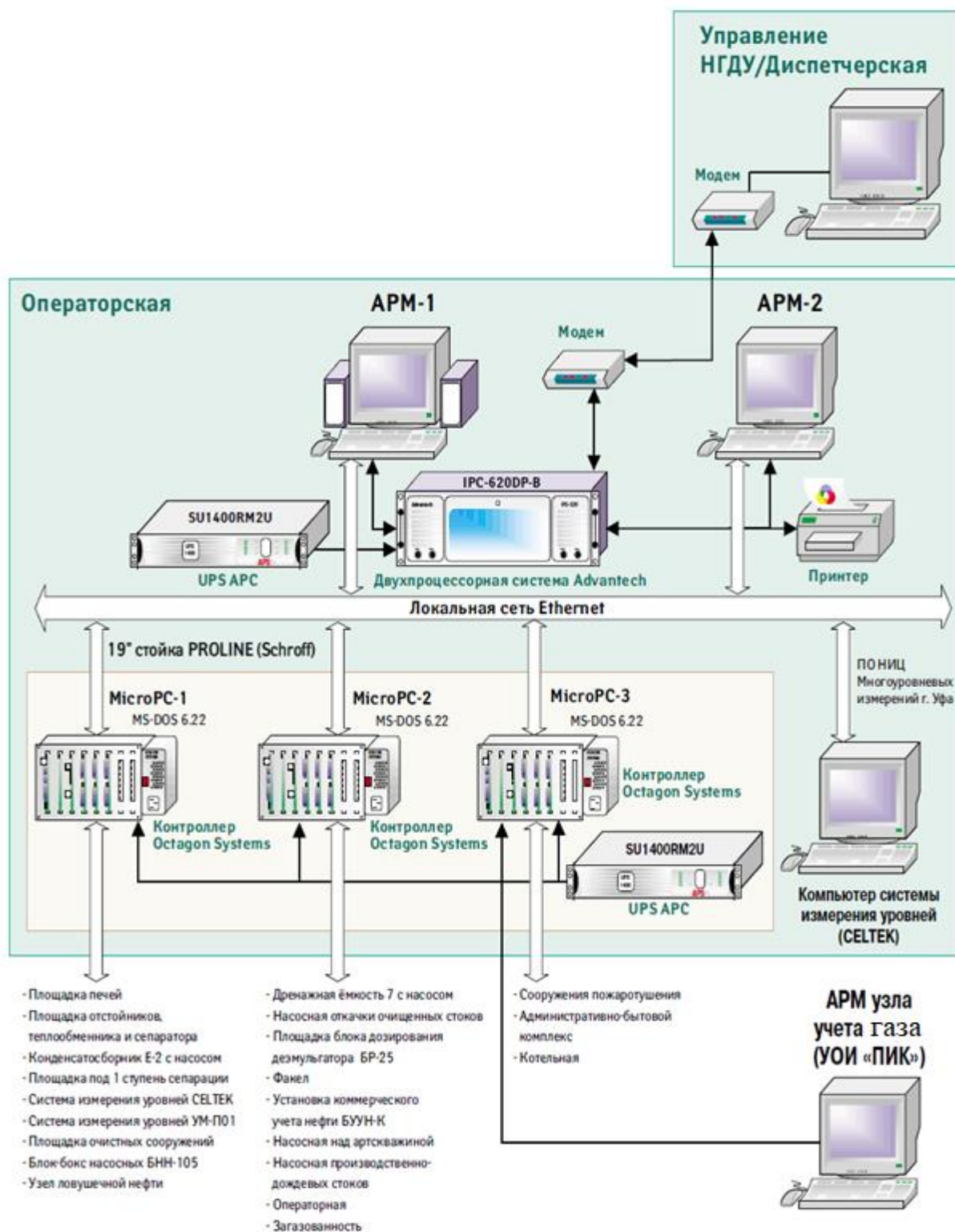


Рисунок 1.2 Типовая структура АСУ ТП

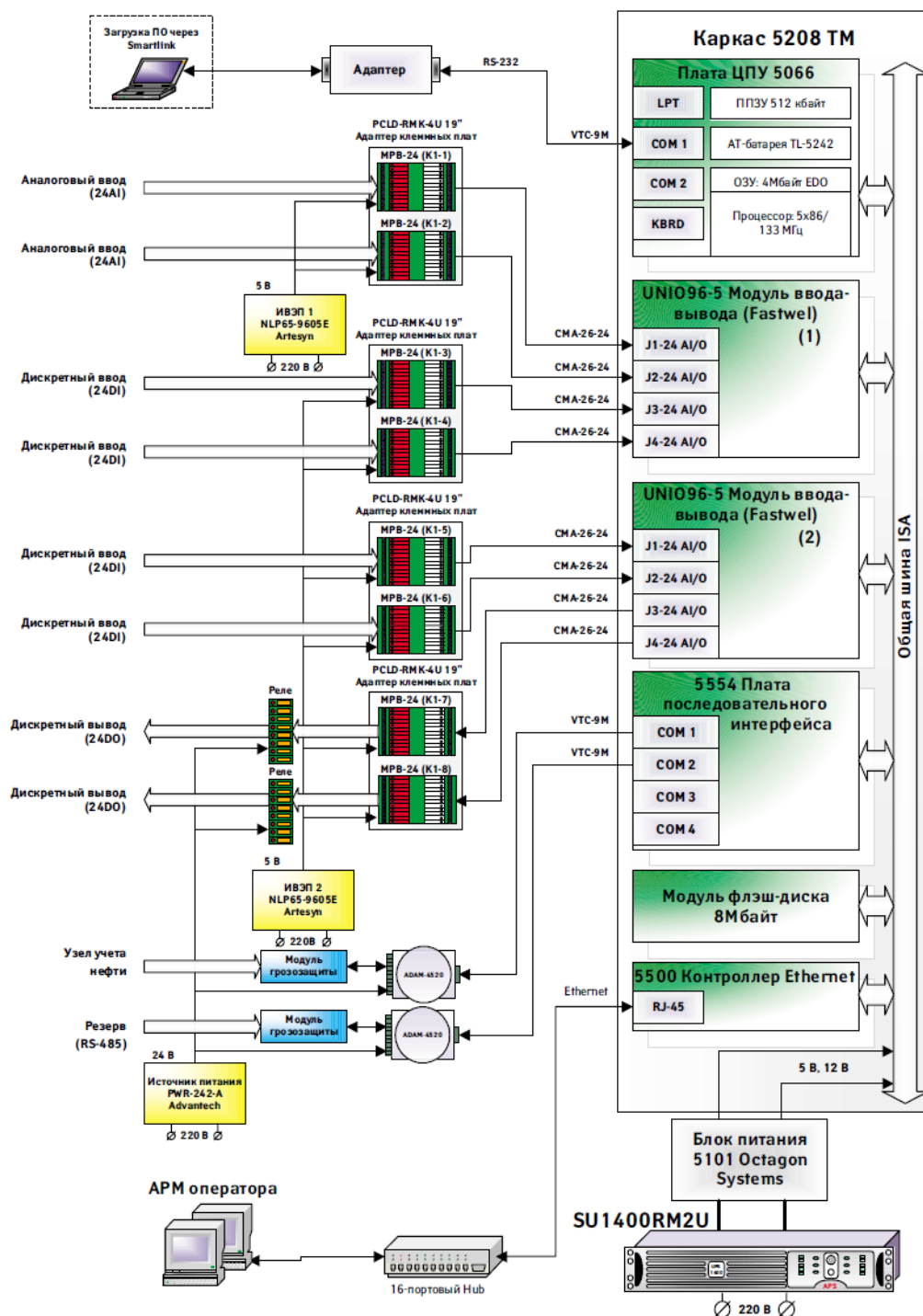


Рисунок 1.3 Контроллер на базе MicroPC

2 Система автоматизации установки УКПН

2.1 Общие сведения о существующей системе управления блока теплообменников

На основании описания технологического процесса задачами автоматизации являются:

- поддержание расхода горячего теплоносителя;
- поддержание давления исходного теплоносителя;
- поддержание и сигнализация температуры продукта;
- поддержание и сигнализация расхода продукта;
- поддержание давления конечного теплоносителя.

Таблица 2.1 Технологическая карта параметров [1]

Аппарат	Параметр	Номинальное значение	Допустимое отклонение	Функциональные признаки ТСА				
				Показание	Регистрация	Блокировка	Сигнализация	Регулирование
Трубопровод	Расход теплоносителя	15 кг/с	$\pm 10\%$	Щ	Щ			
Трубопровод	Давление исходного теплоносителя	0,1 МПа	$\pm 10\%$	Щ	Щ			
Трубопровод	Температура продукта	60°C	$\pm 5\%$	Щ	Щ		Щ	Подачей теплоносителя
Трубопровод	Расход продукта	20 кг/с	$\pm 10\%$	Щ	Щ		Щ	
Трубопровод	Температура в трубопроводах	60°C	$\pm 5\%$	Щ	Щ			
Трубопровод	Давление конечного теплоносителя	0,1 МПа	$\pm 10\%$	Щ	Щ			

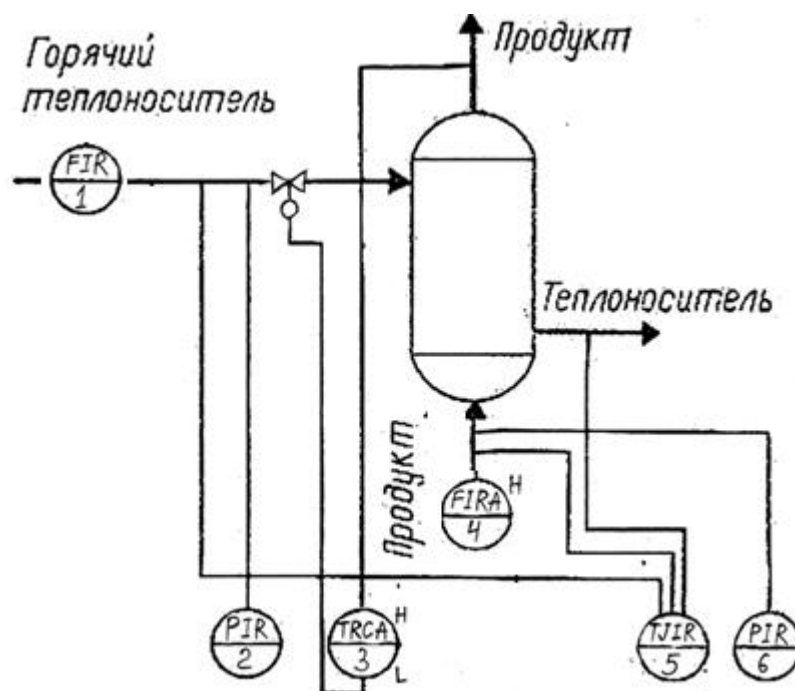


Рисунок 2.4 Упрощенная функциональная схема автоматизации

Выбор и разработка функциональной схемы автоматизации:

1. В процессе происходит поддержание расхода горячего теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с камерной диафрагмы FE 1-1 поступает в промежуточный преобразователь FT 1-2, а затем во вторичный блок FIR 1-3, установленный на щите [1,2].

2. В процессе происходит поддержание давления в трубопроводе теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с преобразователя PT 2-1 поступает во вторичный блок PIR 2-2, установленный на щите.

3. В процессе происходит поддержание и сигнализация температуры продукта. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с датчика температуры TE 3-1 поступает во вторичный блок TRCA 3-2, установленный на щите, и затем в регулирующий блок TY 3-3, который выдает управляющее действие на исполнительный механизм регулирующего органа 3-4.

4. В процессе происходит поддержание и сигнализация расхода исходного продукта. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал

с камерной диафрагмы FE 4-1 поступает в промежуточный преобразователь FT 4-2, а затем во вторичный блок FIRA 4-3, установленный на щите.

5. В трубопроводах происходит поддержание температуры. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с датчика температуры TE 5-1 поступает во вторичный блок TJIR 5-2, установленный на щите.

6. В процессе происходит поддержание давления в трубопроводе выходящего теплоносителя. Регулирование происходит следующим образом. Сигнал с преобразователя PT 6-1 поступает во вторичный блок PIR 6-2, установленный на щите.

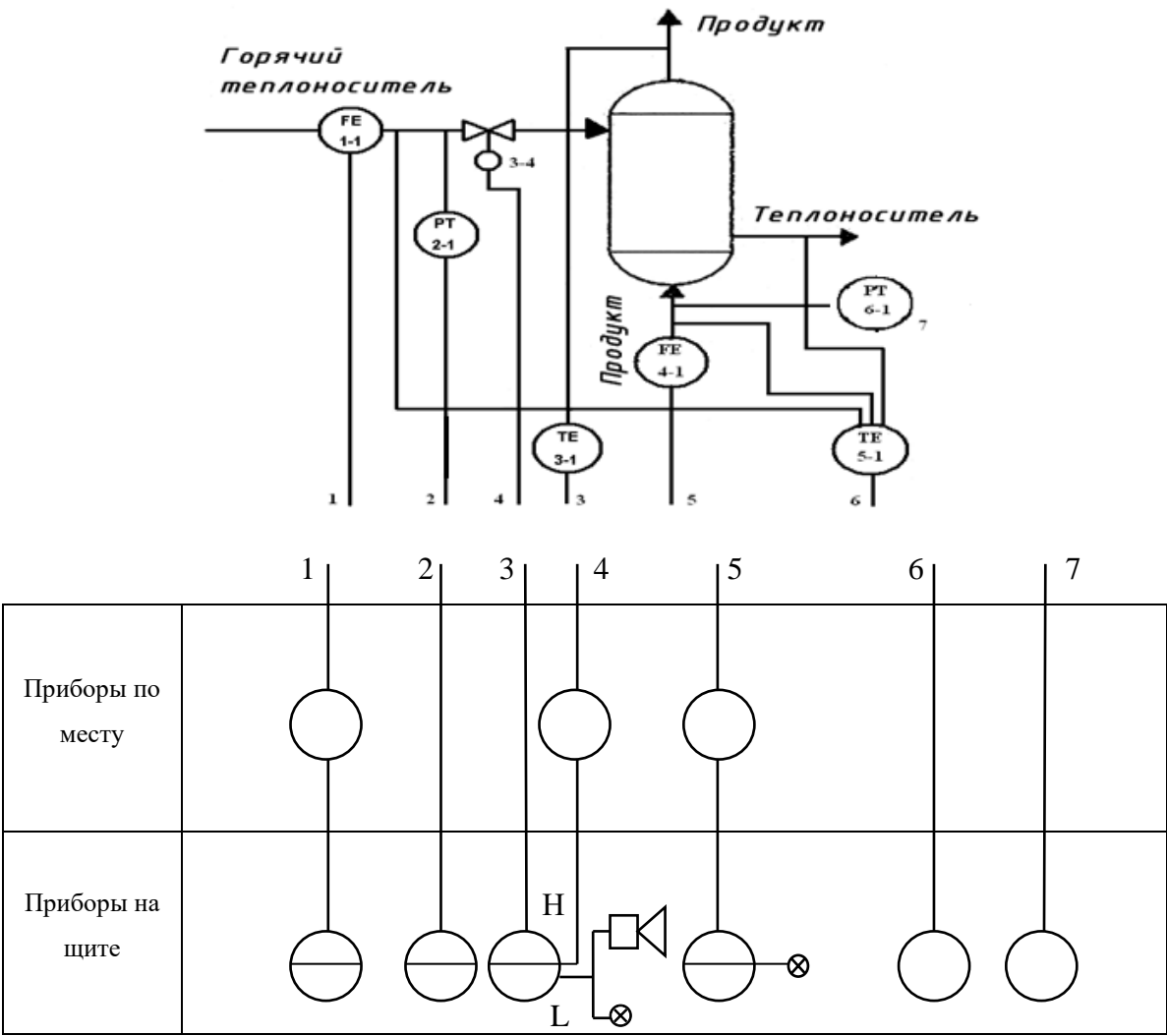


Рисунок 2.5 Развернутая функциональная схема автоматизации

Автоматизация процесса обеспечивает повышение производительности труда обслуживающего персонала установки при единовременном улучшении условий труда; в целом улучшить эффективность управления технологическим процессом.

Основными аппаратами на реакторном блоке являются: сырьевые ёмкости, теплообменники, холодильники, печи, реакторы, сепаратор высокого давления, сепараторы, компрессоры, насосы.

Для предотвращения уноса легких углеводородов и поддержания давления в сырьевых емкостях предусмотрено регулирование давления. В избежание сброса насосов расход через насосы регулируется клапаном на выкиде насосов. Для мониторинга состояния теплообменников (случаи загрязнения, забивки) на входе и выходе из теплообменников установлены датчики температуры. В целях поддержания оптимальной температуры газосырьевой смеси перед входом в реактор, температура на входе в печь регулируется подачей топливного газа к горелкам. Механическое состояние стационарного слоя катализатора оценивается при помощи датчиков давления, установленных на входе и на выходе из реакторов. По высоте слоёв катализатора имеется 5 датчиков температуры для мониторинга местных перегревов. Для устранения местных перегревов или при слишком высокой температуре выхода из печи имеется контур подачи квенчига (холодного ВСГ), расход которого задается оператором. Устройство реакторов аналогично реактору.

Для регулирования давления на реакторном блоке используются сепараторы, осуществляется это путем приема на установку ВСГ или его отдува (по заданному расходу). В целях предупреждения аварийных ситуаций в сепараторах осуществляется регулирование истока жидкой фазы по уровню в этих сепараторах.

Распределенная АСУ представляет собой структурно сложную систему. При построении таких систем в последние годы применяется так

называемый архитектурный подход, возникший первоначально при разработке вычислительных сетей.

Под архитектурой вычислительной сети понимают функциональные, логические и физические принципы организации сети. При создании этих сетей, состоящих из большого числа компонентов зачастую различного происхождения, уже на весьма ранних стадиях проявилась необходимость в унифицированных архитектурных решениях. Одни из таких унифицированных решений распространяются на все классы вычислительных сетей, другие применяют только в локальных вычислительных сетях; наконец, отдельные архитектурные решения принимают как унифицированные лишь в распределенных АСУ [9].

Функционально распределенные АСУ организуют по большей части как взаимодействующие между собой по определенным принципам слои, или уровни. Физическая структура определяет соединение компонентов сети передачи данных распределенной АСУ. Логическая структура устанавливает правила взаимодействия между функциональными уровнями и объектами внутри одного уровня и оформляется в виде междууровневых интерфейсов и внутриуровневых протоколов.

Структура АСУТП реакторного блока установки Гидрокрекинг включает следующие уровни управления процессом:

- верхний уровень – уровень оперативного управления, реализуемый на базе операторских станций (ОС) системы, обеспечивающий централизованный контроль и дистанционное управление технологическим процессом, формирование и выдачу отчетных документов;
- нижний уровень – уровень автоматического управления, реализуемый на базе контроллеров, обеспечивающий функции регулирования, автоматического управления и защиты [8].

В настоящее время на установке УКПН используется система управления CENTUM CS 3000. Это программно-аппаратный комплекс фирмы Yokogawa (Япония) четвертого поколения, который имеет

программные и аппаратные средства для подключения к информационной сети завода, организованной на базе сети Ethernet.

Существующие технические средства имеют технические характеристики (диапазон измерения, класс точности, инерционность и так далее), которые удовлетворяют скорости изменения значения параметров процесса.

Все технические средства управления и ПАЗ соответствуют особенностям технологического процесса, как по взрывоопасности, так и по характеристике измеряемой среды [11].

Средства измерений температуры, расхода, давления, уровня имеют стандартные сигналы 4...20 мА и подключены к системам распределенная система управления (РСУ) и противоаварийная защита (ПАЗ). Входные и выходные цепи имеют защиту от короткого замыкания и перенапряжения.

Информационно-управляющая система и система ПАЗ имеют аппаратную и программную диагностику исправности сетей, блоков и модулей, входных и выходных электрических цепей. Информация о состоянии передается в РСУ для отображения и регистрации. Так как CENTUM CS 3000 новая система управления и в модернизации не нуждается, предлагается в качестве модернизации выполнить замену датчиков на более новые.

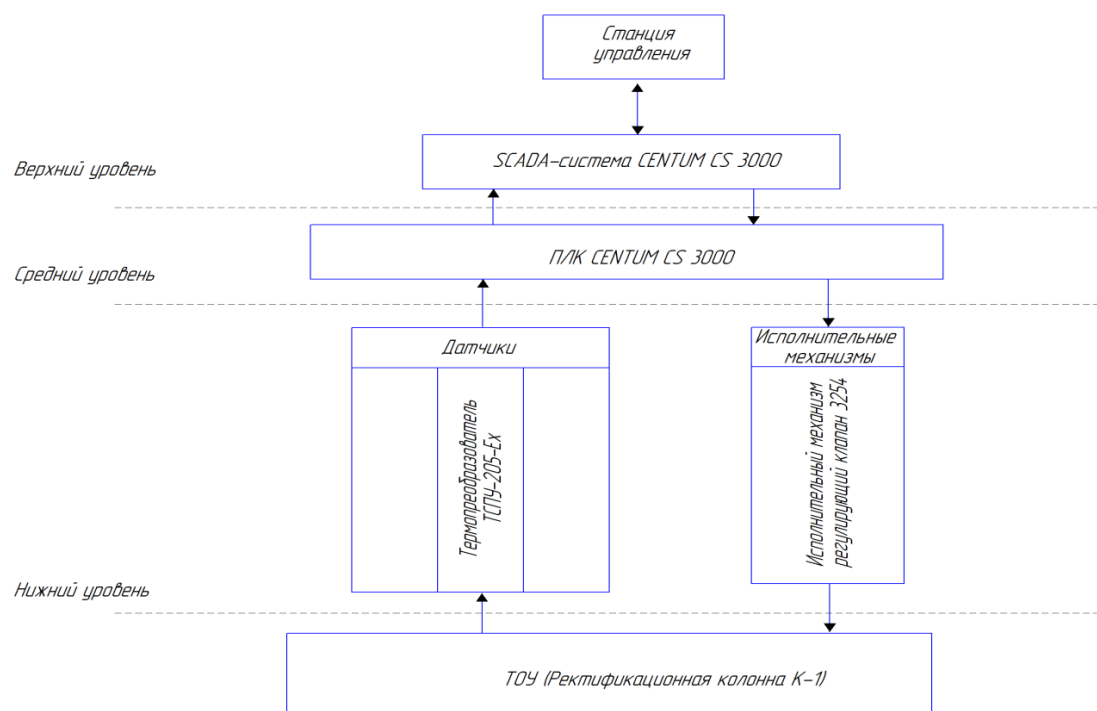


Рисунок 2.6 – Структура АСУ ТП [11]

2.2 Описание нижнего уровня АСУТП установки УКПГ

Нижний уровень представлен измерительными преобразователями, которые расположены непосредственно на установке, исполнительными механизмами. В данном уровне выполняется функции сбора и обработки, поступающей от датчиков объекта информации, автоматическое регулирование параметров процесса, ручное дистанционное управление исполнительными механизмами объекта, формирование команд ПАЗ и световой и звуковой сигнализации. Функциональная схема автоматизации представлена в приложении А.

Датчики температуры.

Контроль температуры осуществляется посредством интеллектуального преобразователя температуры Метран-286-06-Exd (позиция TE1032). ЗАО ПГ «Метран», г.Челябинск

Вид взрывозащиты: 1ExdIICT5X, расположен по месту.

$P_y = 6,3$ МПа.

Шкала: 0...200 °С.

Измеряемая среда: пары углеводородов.

$T_{\text{раб.}} = 146$ °С; $P_{\text{раб.}} = 0,25$ МПа ($2,5$ кгс/см²); $P_{\text{мак.}} = 1,0$ МПа ($10,0$ кгс/см²).

Основные характеристики датчика представлены в таблице 2.2.

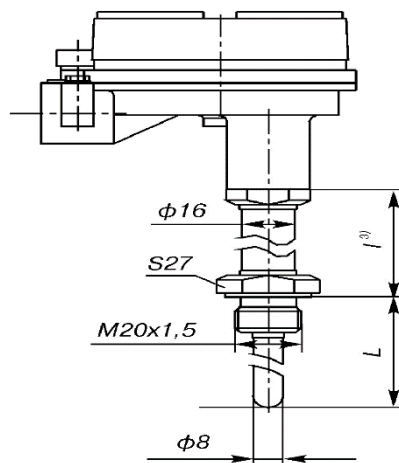


Рисунок 2.7 Датчик температуры Метран-286-06-Exd [3]

Таблица 2.2 – Технические характеристики прибора [3]

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, %	0...200
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,15
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С	минус 40...70
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики давления.

Используется датчик избыточного давления Сапфир-22Р-Exd-ДИ (позиция РТ2003). АОО “Теплоприбор”, г. Рязань

Вид взрывозащиты: 1ExsdПВТ5, расположен по месту, в обогреваемом шкафу.

Шкала: 0...0,6 МПа

Измеряемая среда: пары углеводородов

$T_{\text{раб.}} = 146\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P_{\text{раб.}} = 0,25\text{ МПа}$ ($2,5\text{ кгс/см}^2$); $P_{\text{мак.}} = 0,35\text{ МПа}$ ($3,5\text{ кгс/см}^2$).

Основные характеристики датчика представлены в таблице 2.3.

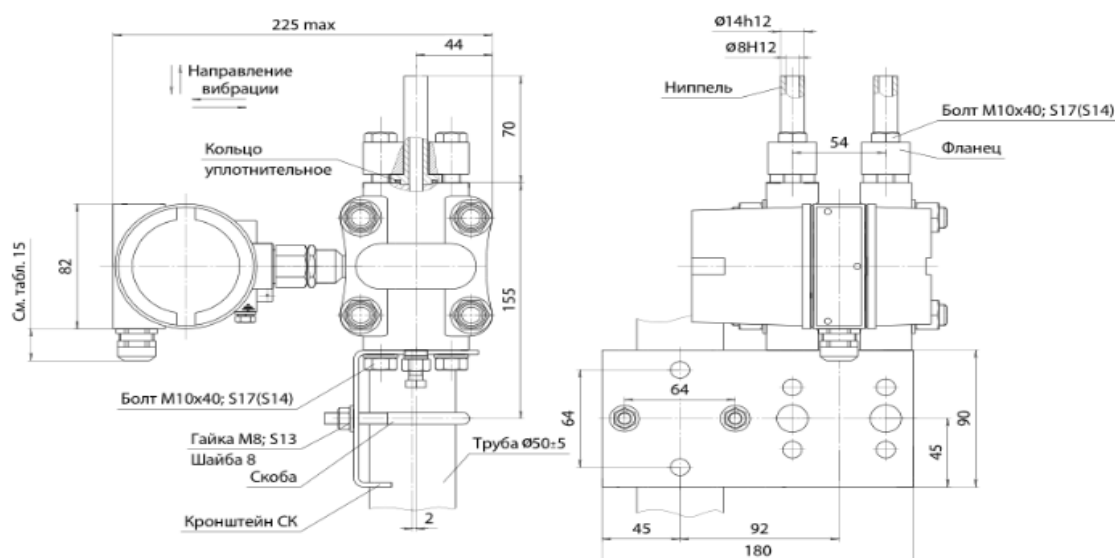


Рисунок 2.8 Датчик давления Сапфир [4]

Таблица 2.3 – Технические характеристики прибора [4]

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, МПа	0,25...0,6
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	$\pm 0,15\%$
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	минус 30...50
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики уровня.

Датчиком уровня является уровнемер Сапфир-22Р-Exd-ДД (позиция LdT4006). АОО “Теплоприбор”, г. Рязань

Вид взрывозащиты: 1ExsdIIВТ5, расположен по месту.

Шкала: 0...0,063 МПа.(0...100 %)

Измеряемая среда: газоконденсат, вода.

$L_{\text{раб.}}=0-110\%$; $T_{\text{раб.}}=190\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{мак.}}=230\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P=1,0\text{ МПа}$ (10,0 кгс/см²).

Плотность: 870 кг/м³.

Таблица 2.4 – Технические характеристики прибора [5]

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, %	0...100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,1
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	минус 30...50
Давление контролируемой среды, МПа	до 0,6
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики расхода.

Датчиком расхода на установке является Сапфир-22Р-Exd-ДД-****-02-У2

Датчик разности давлений

Шкала: 0 – 63 м³/час

Измеряемая среда: газожидкостная смесь, осушенный газ. $T=45\text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{мак.}}=60\text{ }^{\circ}\text{C}$

$P_{\text{мак.}}=1,2\text{ МПа}$ (12,0 кгс/см²)

Вид взрывозащиты: 1ExsdIIВТ5

Предел измерений: 0 – 63 м³/час

Выходной сигнал: 4...20 мА

Таблица 2.5 – Технические характеристики прибора [6]

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, м ³ /час	0...63
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,5
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С	минус 30...50
Давление контролируемой среды, МПа	до 2
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Совместно с датчиком расхода является Сапфир-22Р-Exd-ДД
установлена диафрагма камерная ДКС-10

$D_y = 100$ мм,

$P_y = 10$ МПа

Измеряемая среда: газожидкостная смесь, газоконденсат, вода

$T = 45$ °С

$T_{\text{макс.}} = 60$ °С

$P_{\text{макс.}} = 1,2$ МПа (12,0 кгс/см²)

$G = 25$ м³/час

$G_{\text{макс.}} = 40$ м³/час

Плотность: 720 кг/м³

Вязкость: $31,6 \times 10^{-6}$ кг сек/м²

$D_{\text{тр}} = 100$ мм

2.2.5 Исполнительные устройства

Клапаны подбираются исходя из диаметра трубопровода, на котором они устанавливаются [14].

Для регулирования расхода применяем регулирующие клапаны с пневмоприводом типа КМР с условным проходом 200 мм. Это универсальный поворотный сегментный клапан с эксцентричным

плунжером, сочетающий лучшие свойства подъемных и поворотных регулирующих устройств, обладающий исполнительным пневматический механизмом с выходным сигналом 20...100 кПа. Рассчитан для работы при давлениях от 1,6 до 16,0 МПа и температурах от минус 60 °С до 450 °С. Исходное положение плунжера может быть как нормально открытое, так и нормально закрытое.

Регуляторы.

В качестве показывающего, регистрирующего и регулирующего прибора применяется миниконтроллер МК-500-10. Контролер предназначен для построения автоматизированных систем управления технологическими процессами и позволяет выполнять автоматическое регулирование, логико-программное управление, управление с переменной структурой, защиту и блокировку, сигнализацию, регистрацию событий, оперативное управление с помощью персонального компьютера [7].

Преобразователи.

Для преобразования стандартного токового сигнала в стандартный пневматический регулирующий сигнал (преобразование рода энергии), поступающий к исполнительному механизму от регулятора, используем электропневмопозиционер фирмы Siemens SipartPS2 с видом взрывозащиты ExdIIcT6 («взрывонепроницаемая оболочка»). Позиционер SipartPS2 обладает рядом преимуществ перед электромеханическими позиционерами: высокой точностью позиционирования, простотой использования и программирования, наличием автоматических пусковых функций с саморегулированием нуля и диапазона. Позиционер монтируется непосредственно на клапан [8].

Сигнализаторы.

Для оповещения обслуживающего персонала о том или ином отклонении технологического режима с дискретной шины миниконтроллера МК-500-10 поступает сигнал, обеспечивающий включение звуковой сигнализации [7].

2.3 Описание верхнего уровня АСУТП установки УКПН

На верхнем уровне расположены операторские станции и сервер системы. На сервере системы располагается вся архивная информация, база данных ПО контроллеров. На операторских станциях отображается мнемосхема объекта, со всеми текущими, измеренными параметрами и оператор ведёт технологический процесс, имея всю нужную информацию на экране монитора [1].

В системе CENTUM CS 3000 станция оператора (EOPS) выполняет функции индикации промышленных регуляторов, а станция управления участком EFCS/EFCD производит регулирование.

Микропроцессор в EFCS/EFCD производит обработку для 80 контуров регулирования.

Функции таких стандартных аналоговых приборов, как регуляторы и индикаторы, заложены в программном обеспечении микропроцессора станции управления участком. Панели настройки всех приборов, имеющихся в виде программных алгоритмов в станции EFCS/EFCD могут быть показаны на экране. Каждая станция управления участком может содержать до 255 приборов. Выходы от регуляторов, подключаемые к участку, обрабатываются многоточечной платой аналоговых входов/выходов MAC2, многоточечной платой импульсных входов/аналоговых выходов PAC или индикаторами контуров CLDU.

Функции соединения контуров CENTUM идентичны соответствующим функциям соединения клемм приборов проводами в стандартных аналоговых устройствах (или трубками в пневматических системах). Функции соединения контуров могут, например, объединять два регулятора в каскад (для управления), соединять регулятор и селектор (для автоселекторного управления), или регулятор и блок задания соотношения (для управления соотношением).

В станциях управления участком внутренние соединения – все соединения, кроме подключения кабелей с участка к платам входа/выхода, создаются в программном обеспечении. Внутренние соединения включают в себя соединения между приборами CENTUM, а также между приборами CENTUM и платами входа/выхода.

В систему включены разнообразные функции проверки тревоги, такие как проверка на превышение порогов тревоги выше верхнего, ниже нижнего пределов, превышение верхнего и нижнего пределов тревоги, отклонение, диагностика неисправности приборов по скорости изменения сигнала.

Сигнал тревоги может сгенерировать состояние тревоги и вывести на экран сигнализаторы, вывести на печать сообщения и активизировать функции логического управления.

Операторская станция EOPS обеспечивает работу и функции наблюдения, требуемые для управления в целом системы CENTUM. Расширенная емкость применения поддерживает до 16000 позиций, 300 страниц графических панелей и свыше 2300 точек записи трендов на одну операторскую станцию. Разнообразные функции записи трендов объединены с возможностями эффективного анализа производства и наблюдения. Техника развитого программного обеспечения позволяет обеспечить время доступа 1 секунда ко всем дисплеям.

2.4 Анализ существующей системы АСУ ТП установки УКПН

Обоснование выбора полевой автоматики.

Выбор первичных преобразователей, используемых для измерения параметров, осуществляется согласно перечню технологических параметров и нормам технологического режима.

В основу САУ положены электрические приборы промышленной группы «Метран» – российского лидера в разработке и поставках средств и систем автоматизации, который включает самый широкий ряд приборов для

измерения давления, температуры, расхода, уровня, разрежения для применения в различных областях промышленности.

Применение этих датчиков обусловлено следующими причинами:

- наличие специальных исполнений датчиков для взрывоопасных производств с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка»;
- разнообразие моделей для контроля параметров, как нейтральных, так и химически активных и агрессивных сред;
- высокая точность и надежность в эксплуатации.

Процесс первичной переработки является взрывоопасным, поэтому все первичные преобразователи имеют маркировку взрывозащиты 0ExiaIICT5X, 0ExiaIICT5, 0ExiaIICT4, 0ExiaIICT6.

В промышленной зоне установлены датчики с выходным унифицированным сигналом 4...20 мА во взрывозащищенном исполнении. Датчики с выходным сигналом 4...20 мА применяются для того, чтобы можно было определить, обрыв измерительной цепи от датчика до управляющего комплекса.

Применения микропроцессорной электроники в конструкциях датчиков позволило реализовать широкий набор функций настройки и калибровки датчиков. Повысилась точность настройки и снизилась суммарная погрешность измерения при работе датчика в реальных условиях эксплуатации.

Микропроцессорная техника точна и легка в обращении и настройке.

Ниже приведены технологические параметры процесса и выбор для них первичных средств измерения.

Диапазон измерения температуры лежит в пределах от 20 °С до 1000 °С. В связи с этим выбираем термопреобразователь ТХАУ Метран-271-Exia диапазон измерения температуры 0...1000 °С и ТСМУ-274-Exia диапазон измерения 0...180 °С с погрешностью 1 %, с маркировкой по взрывозащите

0ExiaIICT5. Напряжение питания от 18 до 42 В. Все термопары и термометры сопротивления имеют класс защиты от пыли и влаги IP65.

Диапазон измерения давления лежит в пределах от 0,03 до 2,84 МПа. От точности измерения давления зависит эффективность работы колонн и насосов. В качестве датчиков измерения давления выбираем Метран-150 СГ с унифицированным выходным токовым сигналом 4...20 мА. Степень защиты от воздействия пыли и влаги IP65 и имеющий маркировку взрывозащиты IExiaIICT5X.

Радарный уровнемер Rosemount 5300, с одинарным жестким зондом для измерения уровня нефтепродуктов и с коаксиальным зондом для измерения уровня парового конденсата, согласно рекомендациям завода изготовителя. Исполнение: 0ExiaIICT4X, IP67. Выходной сигнал: 4...20мА.

Кроме того, для контроля уровня в маслобаках насосов применяется вибрационный сигнализатор уровня Rosemount 2120, Выходной сигнал: 4...20 мА. Исполнение: 0ExiaIICT5, IP67.

Для измерения расхода исходного сырья, пара и т.д., используется преобразователь разности давления Метран-150 CD2 с унифицированным выходным токовым сигналом 4...20 мА в искробезопасном исполнении IExiaIICT5X. Датчики стойкие к воздействию агрессивной измеряемой среды. Напряжение питания от 12 до 45 В. Датчики устанавливаются в комплекте с диафрагмами ДКС. Степень защиты от пыли и воды IP65.

В качестве анализатора воздушной среды в помещениях и на наружной территории выбран анализатор взрывоопасных концентраций СТМ-30-03. Диапазон сигнальных концентраций 0-100 % НКПР. Исполнение: IExibIICT6. Выходной сигнал: 4...20 мА. Произведен ФГУП СПО «Аналитприбор», город Смоленск. Этот прибор способен работать в условиях пониженных температур, в неблагоприятных климатических условиях.

Для регулирования ряда параметров используем регулирующие клапана Камфлекс-35002 производства фирмы ДС «Контролз» с пружинно-мембранным исполнительным механизмом. Диапазон измерения давления

лежит в пределах от 0,02 до 0,1 МПа. Так как выходной токовый сигнал с контроллера 4...20 мА, то его нужно преобразовать в пневматический унифицированный сигнал, для этого используется электропневматический позиционер серии 4700 Е фирмы «Masoneilan», который обладает рядом преимуществ:

- легко выполняется настройка нуля и шкалы;
- удобство обслуживания;
- коррозионная стойкость к воздействию агрессивной окружающей среды;
- маркировка взрывозащиты ExiaIBT4, защита от пыли и влаги – IP66.

Краткое описание микропроцессорной техники [14].

Выбор контроллеров должен определяться следующими критериями:

- функциональные возможности контроллера должны полностью покрывать круг задач, решаемых при автоматизации данного технологического процесса;
- характеристики контроллера, определяющие его быстродействие должны удовлетворять потребностям автоматического управления;
- количественные характеристики контроллера, определяющие число и типы входов и выходов должны быть оптимально соотнесены с информационными характеристиками процесса;
- коммуникационные характеристики контроллеров, тип сети, используемые протоколы и возможность сопряжения с имеющимися и предполагаемыми;
- объем постоянной и оперативной памяти контроллера должен быть достаточным для размещения и оптимального функционирования прилагаемого программного обеспечения. При этом должны учитываться цены контроллеров и дополнительного оборудования.

Из множества различных контроллеров выбран программируемый контроллер CENTUM CS 3000 фирмы Yokogawa (Япония). Контроллеры данной фирмы уже достаточно часто применяются в нашем регионе,

следовательно, накоплен большой опыт в подключении и эксплуатации контроллера этой фирмы.

На рисунке 2.9 изображена типичная конфигурация распределенной системы управления CENTUM CS 3000.

Основные задачи, решаемые системами управления CENTUM:

- безопасное ведение технологических процессов;
- реализация решений задач оптимального управления;
- обеспечение устойчивости процессов регулирования;
- управление периодическими процессами;
- взаимодействие с подсистемами верхнего и нижнего уровня;
- сбор и накопление данных.

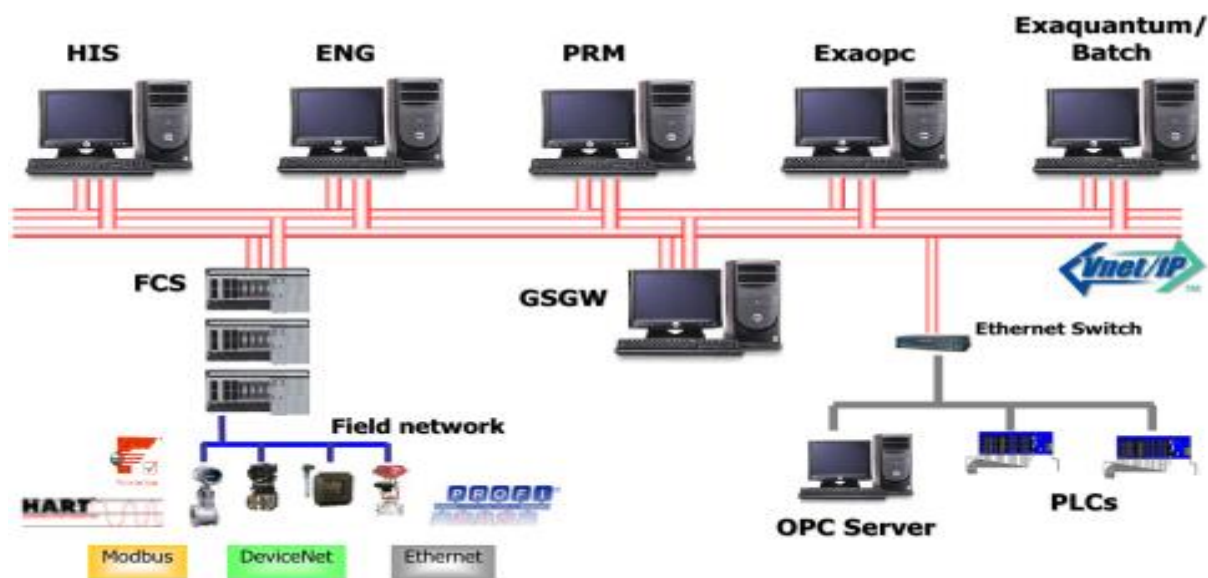


Рисунок 2.9 – Типичная конфигурация PCY CENTUM CS 3000 [14]

Система CENTUM CS 3000 разработана для управления относительно большими производствами. Она отличается от других систем управления семейства CENTUM тем, что гибко масштабируема и организована по доменному принципу.

Основные достоинства системы CENTUM CS 3000:

- гибкая система резервирования, позволяющая резервировать

элементы процессора, системных интерфейсов, модулей ввода/вывода и так далее;

- гибкая конфигурация каждого рабочего места оператора с возможностью независимого накопления исторической информации;
- доменный принцип организации позволяет организовать истинно распределенное управление;
- высокая плотность модулей ввода/вывода (64-х канальные модули дискретных сигналов);
- высокая скорость передачи данных по внутренней шине (шина ESB, скорость 128 Мбит/с);
- большой объем оперативной памяти контроллеров (до 32 Мбайт);
- возможно применение 2-х экранных консолей как с ЖК-дисплеями, так и с ЭЛТ-дисплеями;
- рабочее место оператора комплектуется сенсорной клавиатурой, позволяющей осуществить прямой доступ к любому технологическому окну путем нажатия функциональной клавиши;
- связь с подсистемами верхнего и нижнего уровней;
- функция виртуального тестирования, позволяющая выполнять отладку прикладного программного обеспечения, как без подключения контроллеров, так и с подключением.

2.5 Обзор методов и средств реализации новых задач

Целями разработки APC-систем, как правило, является улучшение качества процессов управления технологическими параметрами и (или) некоторыми показателями качества продукции, а также оперативная (в реальном времени) оптимизация технико-экономических показателей.

В целом, для автоматизированных технологических комплексов (АТК), в которых реализована одна или несколько APC-задач, часто говорят об «интеллектуальных», «умных», «smart» системах управления и обеспечения безопасности [14].

На рынке программных продуктов и методических материалов по моделированию, управлению и оптимизации производств по показателям качества и технико-экономическим критериям работают такие фирмы как: SIMSCI – Simulation Sciences, Inc., CCS, Honeywell, Emerson (USA); Shell Global Solution (Великобритания-Голландия); Alstom (Франция), ABB (Швеция-Швейцария) и другие фирмы общим числом порядка 20-30.

Вместе с тем ряд вопросов, в первую очередь, по архитектуре и разработке элементов APC-систем, недостаточно полно освещен в известных публикациях:

1. Имеет место различие в понимании того, что следует понимать под APC-системами. Например, наряду с понятием APC, используется понятие MPC-систем управления (Model Predictive Control) или систем предиктивного управления, IMC-систем (Internal Model Control), многопараметрических системы управления. Нет четкого понимания того, чем APC-системы отличаются от других классов систем управления.

2. Очень мало работ, в которых исходя из целей повышения показателей эффективности автоматизированных технологических комплексов (АТК), в комплексе анализируются проблемы управления и обеспечения безопасности.

3. Нами не обнаружены работы, посвященные оцениванию влияния решения (или отсутствию решения) отдельных задач «продвинутого» управления на общие показатели эффективности АТК. В частности, с этой точки зрения не рассматривается связь эффективности систем обеспечения безопасности в различных аспектах и эффективности APC-систем [11,14].

4. Недостаточно проработаны вопросы влияния затрат, связанных с сопровождением APC-систем на показатели эффективности от внедрения APC-систем. Заметим, что для многих фирм-поставщиков APC-систем сопровождение APC-систем является существенной статьей прибыли. Соответственно для Заказчиков это приводит к снижению реальной эффективности от внедрения APC-систем.

Характерными признаками APC-систем являются:

1. Отсутствие стандартного решения задач управления или обеспечения безопасности, т.е. при решении задачи «продвинутого» управления, при разработке проектных материалов, требуется этап проведения исследовательских и (или) инжиниринговых работ;
2. Использование моделей для повышения качества управления технологическими объектами и обеспечения их безопасности. Причем модели, которые используются в таких системах, в свою очередь подразделяются на модели объектов управления и модели управляющих частей. Спектр моделей управления весьма широк: от модифицированных типовых законов регулирования до адаптивных систем и систем поддержки принятия решений, использующих, как правило, методы и средства искусственного интеллекта.

В APC-системах для целей повышения качества управления часто совместно используются как модели объектов различного назначения (динамические модели, прогнозные модели, модели для вычисления показателей качества и показателей техникоэкономической эффективности), так и управляющих частей. Последние могут быть построены как на базе типовых алгоритмов (типовые законы регулирования, логические управляющие устройства конечно-автоматного типа), так и на основе методов искусственного интеллекта (нечеткие, нейросетевые, генетические гибридные модели и алгоритмы).

2.6 Выбор и интеграция новых задач

Существующая на предприятии интегрированная система CENTUM удовлетворяет требованиям ПБ-09-540-03 и ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ. Замена существующей системы приведет к увеличению экономических затрат и к переоборудованию КИП и А. Поэтому в качестве модернизации предлагается выполнить замену датчиков на более новые.

Предлагается заменить буйковые уровнемеры Сапфир-22Р-Exd-ДД на волноводные радарные уровнемеры серии Rosemount 5300 ввыносные камеры Rosemount 9901, для контрольно-измерительных приборов уровня жидкости.

Волноводная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами измерений уровня, поскольку радарные импульсы практически невосприимчивы к составу среды, атмосфере резервуара, температуре и давлению. Поскольку радарные импульсы направляются по зонду, а не свободно распространяются в пространстве резервуара, то волноводная технология может с успехом применяться в малых и узких резервуарах, а также в резервуарах с узкими патрубками.

Особенность данных приборов заключается в том, что при измерении уровня кипящих нефтепродуктов формируемый микроволновой сигнал лишь частично отражается от границы раздела воздух-жидкость, и, распространяясь дальше по волноводу, «доходит» до конца зонда, после чего отражается обратно.

Блок обработки сигналов уровнемера Rosemount 5300 получает два отраженных эхосигнала от границы сред и от конца зонда. При прохождении радиоволн по волноводу зонда скорость распространения волны в жидкой среде нефтепродуктов замедляется на значение пропорциональное диэлектрической проницаемости вещества измеряемой среды.

С учетом этого физического явления уровнемер Rosemount 5300 способен измерять уровень кипящих нефтепродуктов как по эхосигналу от границы раздела воздух-жидкость, так и по замедлению скорости радиоволн в жидкой среде (работа в режиме «Проекция конца зонда»).

3 Разработка программного обеспечения для АСУ ТП УКПГ

Описание недостатков существующих средств автоматизации и информационно-управляющей системы CENTUM CS 3000 установки подготовки газа:

- применение оборудования различных зарубежных и отечественных производителей, что приводит к ухудшению совместимости частей АСУ ТП, затрудняет диагностику и эксплуатацию;
- использование не самого эффективного в настоящее время информационного сигнала: электрический токовый 4...20 мА (без HART);
- информационно-управляющая система основывается на устарелой элементной базе и программном обеспечении. Программное обеспечение имеет громоздкость оборудования, невысокую производительность, малоудобный интерфейс СOT;
- большая погрешность измерительных каналов;
- отсутствует связь РСУ с общезаводской сетью;
- совокупность главных параметров процесса контролируется лишь по месту, в то время как рационально вести наблюдение за ними со станции оператора;
- АСУ ТП не осуществляет значительный ряд нынешних требований к системам похожего рода, а существующие в ней опции (например, вывод на печать отчета) реализуются слишком медленно [9,11,14].

По причине перечисленных выше недостатков существующей АСУ ТП, появляется потребность в её замене на более усовершенствованные средства автоматизации и информационно-управляющие системы.

Статическая характеристика элемента – это зависимость выходной величины от входной в равновесных условиях, в независимости от его назначения и конструкции. Она представляется в виде графиков или таблиц. Определение статической характеристики возможно аналитическим (путем расчетов) и с помощью эксперимента. Определение статических

характеристик простых объектов в большинстве случаев не вызывает трудностей. Для большинства сложных объектов неизвестны статические характеристики, и их трудно найти аналитическим путем. В таких случаях они определяются экспериментальным путем на действующих объектах.

Экспериментальный путь определения статических характеристик основывается в реализации ряда последовательно идущих равновесных состояний объекта при соответствующих входных и выходных значениях. И орган, который управляет притоком или расходом энергии или материи в объекте, ручным способом или дистанционно переводят из одного положения, который соответствует равновесному состоянию, в другое. Когда достигается новое равновесное состояние объекта, записываются значения входных и выходных величин по данным измерительных приборов. По полученным входным и выходным значениям составляется таблица и строится график статической характеристики и определяется коэффициент усиления объекта.

Динамическая характеристика элемента – это зависимость изменения во времени выходной величины от входной в переходном режиме при том или ином законе изменения входной величины. Аналитически динамические характеристики представляются обычно дифференциальными уравнениями, а графически в виде графиков, где по оси ординат отмечают значения выходной величины, а по оси абсцисс время. Вероятно, что при различных законах изменения входной величины, графики динамических характеристик будут отличаться. Для определения этих характеристик и для сравнения их друг с другом были приняты типовые закономерности изменения входных величин, которые близки к закономерностям, допустимым в реальных условиях работы систем. Обычно к такой закономерности относят скачкообразное изменение входной величины, в случае которой выходная величина меняется моментально на какое-либо конечное значение.

Динамические характеристики элементов систем допускается находить так же, как и статические – аналитически и экспериментально.

С помощью временных характеристик, которые снимаются с действующих объектов, можно оценить динамические свойства объектов регулирования. Эти характеристики можно снимать в случаях, если есть способ приложить возмущение и оставить действовать в течение некоторого времени, достаточного для окончания переходного процесса, то есть пока регулируемая величина не приобретет постоянное значение у устойчивых объектов или до момента пока не установится постоянная скорость изменения выходного значения у нейтральных объектов. Очень часто регулируемые объекты обладают несколькими каналами возмущения. В этом случае нужно снять характеристики при всех возможных возмущениях. Но в ряде случаев можно ограничиться снятием характеристик для основных каналов. Огромный практический интерес представляет изучение динамических свойств при возмущениях, которые вызываются изменением той величины, на которую воздействует или будет воздействовать регулирующий орган. При снятии временных характеристик немаловажным является нахождение значения возмущения. При выборе значения возмущения исходят из допускаемых отклонений в ходе технологического процесса.

3.1 Описание АСР из общей схемы технологического процесса

На схеме автоматизации процесса стабилизации нефти описывается каскадный контур АСР температуры подачи теплоносителя в теплообменник.

На рисунке 3.10 приведена схема каскадного регулирования теплоносителя с целью регулирования температуры теплопотребителя на выходе из ТОА.

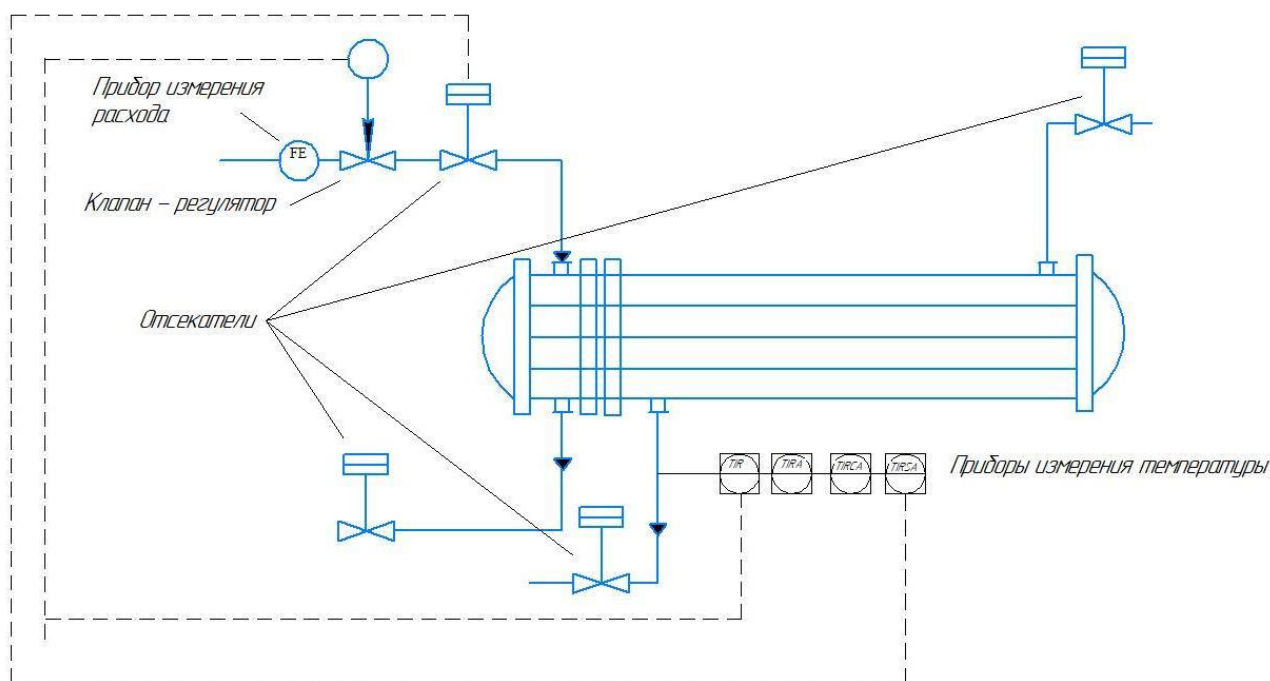


Рисунок 3.10 – Контур АСР температуры, регулирующий подачу теплоносителя с возможностью перекрытия потока отсекающей арматурой по блокировочному значению температуры

3.2 Инженерные методы настройки регуляторов

Особенности микропроцессорных регуляторов.

В настоящее время широкое применение в промышленности получили микропроцессорные регулирующие устройства, реализованные на микропроцессорной технике: регуляторы «Протар», «Протерм», система Микро-z и другие [14,16].

Передаточная функция ПД-регулятора с реальным дифференциатором отличается от передаточной функции промышленного регулятора тем, что в ней вместо идеального дифференцирующее звено.

Передаточная функция ПД-регулятора в промышленных регуляторах:

$$W_S(S) = k_1 + k_2 \cdot S, \quad (3.1)$$

где $W_S(S)$ – передаточная функция регулятора;

k_1, k_2 – настройки регулятора.

В ПД-регуляторе с реальным дифференциатором:

$$W_S(S) = k_1 + \frac{k_2 \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}, \quad (3.2)$$

где T_n – время предварения;

$$\gamma = \text{const} = \frac{1}{8}.$$

Алгоритм расчета настроек:

Основные расчетные уравнения:

$$W_S(S) = k_1 + \frac{k_2 \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}, \quad (3.3)$$

$$\text{Учитывая, что } T_n = \frac{k_2}{k_1} \quad (3.4)$$

$$W_S(S) = k_1 \cdot \left(1 + \frac{T_n \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}\right) \quad (3.5)$$

Область $m \geq m_{\text{зад}}$ может быть построена методом Д-разбиения.

Запишем характеристическое уравнение замкнутой системы:

$$W_S(S) \cdot W_y(S) + 1 = 0, \quad (3.6)$$

где $W_y(S)$ – передаточная функция объекта по управляющему воздействию.

Подставив (3.5) в (3.6) и преобразовывая его получим уравнение границы $m \geq m_{\text{зад}}$.

$$k_1 \cdot (T_n(\gamma + 1) \cdot Y(m, w) + V(m, w) + \gamma \cdot T_n(-mw + jw) + 1 = 0, \quad (3.7)$$

где $V(m, w) = V(S)/S$ – расширенная частотная характеристика объекта.

$$X(m, w) = X(S)/S = -mw + jw = \frac{V(m, w)}{-mw + jw} \quad (3.8)$$

$$Y(m, w) = Y(S)/S = -mw + jw = (-mw + jw) \cdot V(m, w)$$

Выделив в (3.7) вещественную и мнимую части, получим систему для расчета линии равного m :

$$k_1(T_n(\gamma + 1) \cdot y_1(m, w) + v_1(m, w)) - \gamma mw T_n + 1 = 0, \quad (3.9)$$

$$k_1(T_n(\gamma + 1) \cdot y_2(m, w) + v_2(m, w)) - \gamma w T_n = 0,$$

где: $v_1(m, w) = \text{Re}V(m, w)$;

$$v_2(m, w) = \text{Im}V(m, w).$$

$$x_1(m, w) = \text{Re}X(m, w) = \frac{-mv_1 + v_2}{w(m^2 + 1)}$$

$$x_2(m, w) = \text{Im}X(m, w) = \frac{-v_1 - mv_2}{w(m^2 + 1)} \quad (3.10)$$

$$y_1(m, w) = \operatorname{Re} Y(m, w) = -w(mv_1 + v_2)$$

$$y_2(m, w) = \operatorname{Im} Y(m, w) = w(v_1 - mv_2)$$

Решая систему (3.9) найдем время предварения:

$$T_n = \frac{(mv_2(1+2\gamma) - v_1) \pm \sqrt{v_1^2 - 2mv_1v_2(1+2\gamma) - v_2^2(-m^2 + 4\gamma(\gamma+1))}}{2\gamma(\gamma+1)w(1+m^2)v_2} \quad (3.11)$$

$$k_1 = \frac{-\gamma T_n w}{T_n(\gamma+1)v_2 + v_2} = -\frac{\gamma w T_n}{T_n(\gamma+1)w(v_1 - mv_2) + v_2} \quad (3.12)$$

$$k_2 = T_n \cdot k_1$$

Анализ решения:

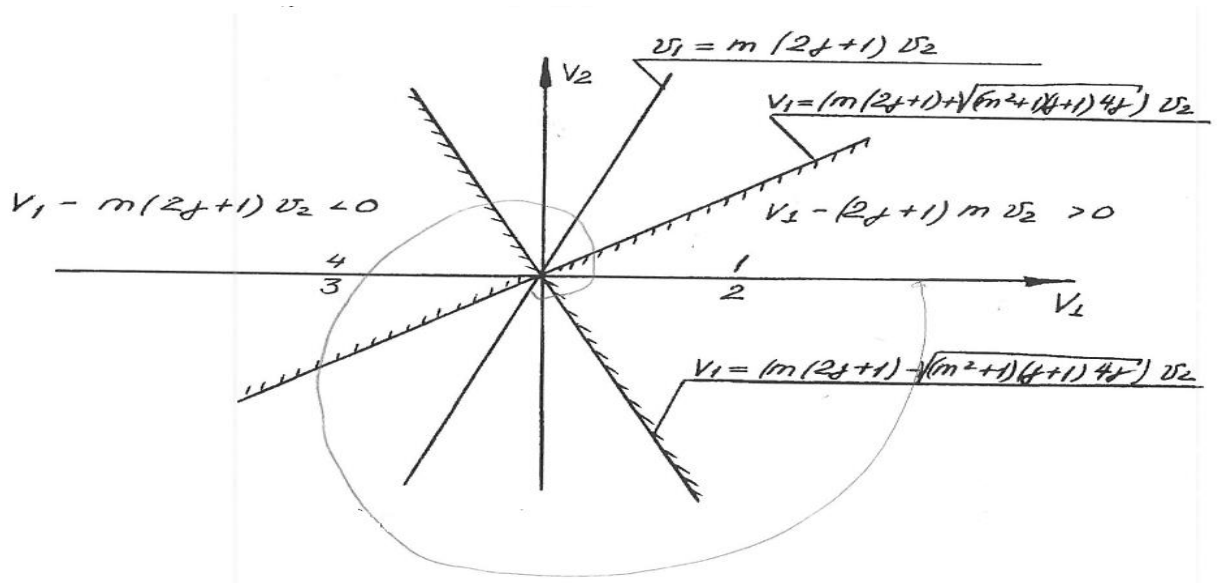


Рисунок 3.11 – Анализ решения

Разделим область существования действительных решений на четыре подобласти:

- 1: $v_1 > 0, v_2 > 0$;
- 2: $v_1 > 0, v_2 < 0$;
- 3: $v_1 < 0, v_2 < 0$;
- 4: $v_1 < 0, v_2 > 0$.

Для действительных значений T_n , знак k_1, k_2 определяется следующим образом:

- 1: $T_n < 0, k_1 < 0, k_2 > 0$;

$$2: T_n > 0, k_l < 0, k_2 < 0;$$

$$3: T_n < 0, k_l > 0, k_2 < 0;$$

$$4: T_n > 0, k_l > 0, k_2 > 0.$$

Проанализируем характерные точки. Точки $x_2=0$, $y_2=0$ на АФХ объекта не принадлежат области существования действительных решений T_n .

$$\text{Рассмотрим точку } V_2=0. T_n \text{ из (3.11) примет вид: } T_n = \frac{-v_1 \pm (v_1)}{0}$$

При $v_1 > 0$, $T_n = \frac{-v_1 + v_1}{0} = \frac{0}{0}$, по правилу Лопиталя преобразуем (3.11)

$$T_n = \frac{m(1+2\gamma) + \frac{1-2v_1(1+2\gamma)m}{(v_1)}}{2\gamma(\gamma+1)w(1+m^2)} = 0 \quad (3.13)$$

Из (3.9)

$$k_1 = -\frac{1-\gamma mw T_n}{T_n(\gamma+1)y_1+v_1} = -\frac{1}{v_1} \quad (3.14)$$

Из (3.4) $k_2=0$

Из (3.9) при $V_2=0$

$$\begin{cases} k_1(T_n(\gamma+1)(-wmv_1) + v_1) - jwmT_n + 1 = 0 \\ k_1(T_n(\gamma+1)wv_1) + jwT_n = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} k_1 = -\frac{1}{v_1} \\ k_1 = -\frac{\gamma}{(\gamma+1)v_1} \end{cases} \quad (3.16)$$

$$k_1 = -\frac{\gamma}{(\gamma+1)v_1} - \text{решения не существует}$$

$$T_n^- = \frac{-v_1 - v_1}{0} = \frac{-2Vv_1}{0} \quad \text{при } v_2 \longrightarrow 0$$

$$v_2 > 0, T_n^- \longrightarrow -\infty$$

$$v_2 < 0, T_n^- \longrightarrow +\infty$$

При $v_1 < 0$

$$T_n^+ = \frac{v_1 + v_2}{0} = \frac{2v_1}{0} \quad \text{при } v_2 \longrightarrow 0$$

$$v_2 > 0, T_n^+ \longrightarrow +\infty$$

$$v_2 < 0, T_n^+ \longrightarrow -\infty$$

$$T_n^- = \frac{v_1 - v_1}{0} = \frac{0}{0}$$

$$k_2=0, k_l = -1/v_l \text{ по аналогии с } V_l > 0.$$

Примерный вид кривой Д-разбиения приведен на рисунке 3.12.

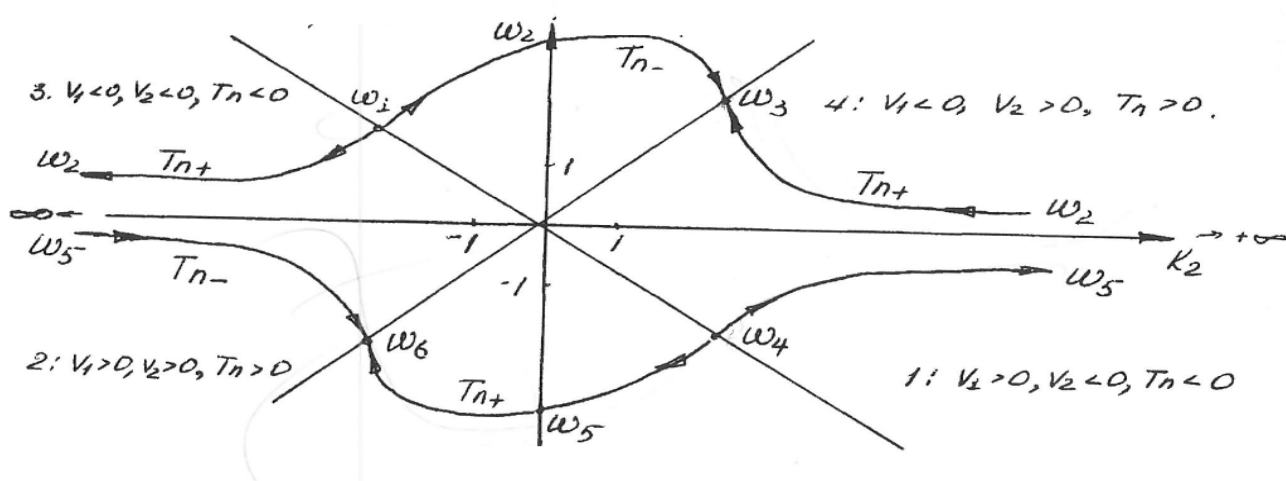


Рисунок 3.12 – Кривая Д-разбиения

АФХ объекта представлена на рисунке 3.13.

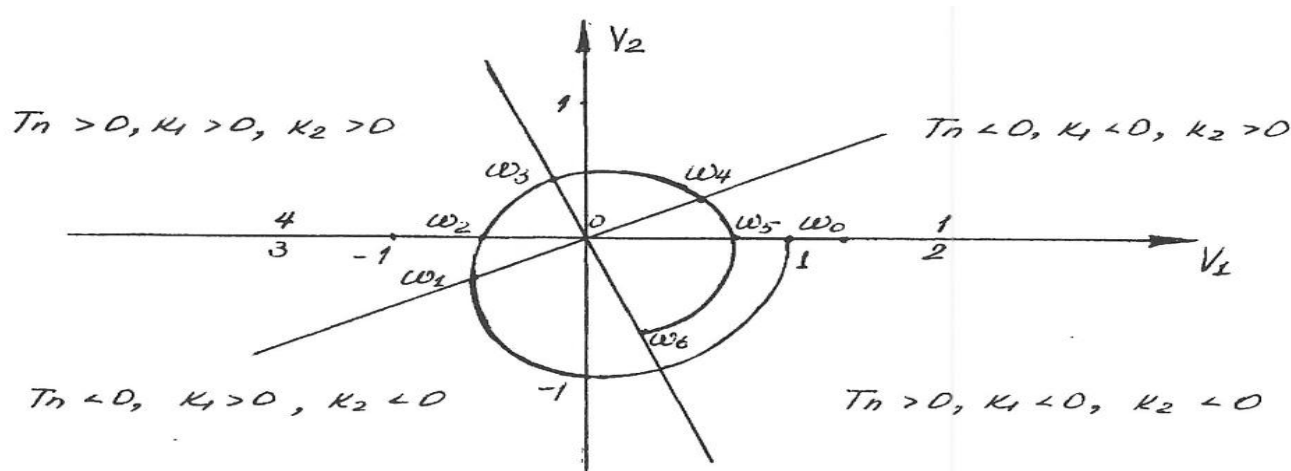


Рисунок 3.13 – АФХ объекта

Сравнительный анализ области $m \geq m_{\text{зад}}$ классических и микропроцессорных регуляторов.

Кривая Д-разбиения стандартного ПД-регулятора (1) и регулятора класса П-регулятор с реальным дифференциатором (2) изображены на рисунке 3.14.

$$C_r = \min; C_r = 0; i = r + 1 \quad (3.20)$$

Представим $W_y(S)$ в виде ряда по моментам импульсной характеристики

$$W_y(S) = \mu_0 + \mu_1 S + \dots + \mu_k S^k + \dots \quad (3.21)$$

где $\mu_k = W_y(0)^{(k)} / k!$ – легко вычисляются по $W_y(S)$.

На основе разложения (3.21) критерий КНВ записывается следующим образом:

$$k_0 \longrightarrow \max$$

$$(\mu_1^2 - 2\mu_0\mu_2)k_0^2 - 2\mu_0^2 k_0 k_2 + 2\mu_1 k_0 k_2 + 2\mu_1\mu_0 + \mu_0^2 k_1^2 + 2\mu_0 k_1 \quad (3.22)$$

$$\text{и } k_1 \longrightarrow \max$$

$$(\mu_1^2 - 2\mu_0\mu_2)k_1^3 - 2\mu_2 k_1^2 + (1 + 2\gamma)\mu_0^2 k_1 k_2 - 2\mu_1 k_1 k_2 + 2\gamma\mu_0 k_2^2 = 0 \quad (3.23)$$

Условие $k_1 \longrightarrow \max$ определяет точку А на рисунке 3.15. Второе условие определяет некоторую кривую, которая пересекает линию в точке В. Интервал АВ образует область компромисса (неопределенности) первых двух условий критерия КНВ. Рабочая точка принадлежит отрезку АВ.

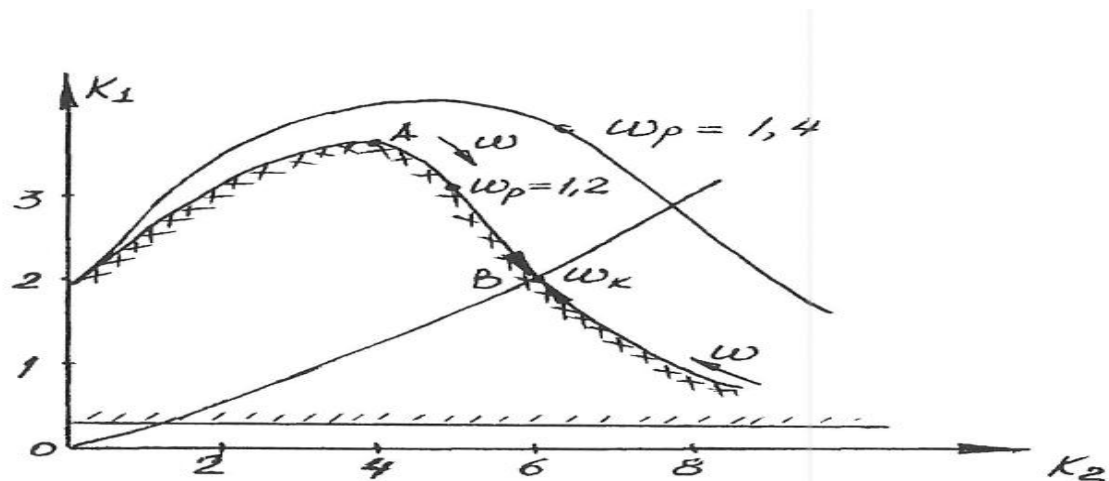


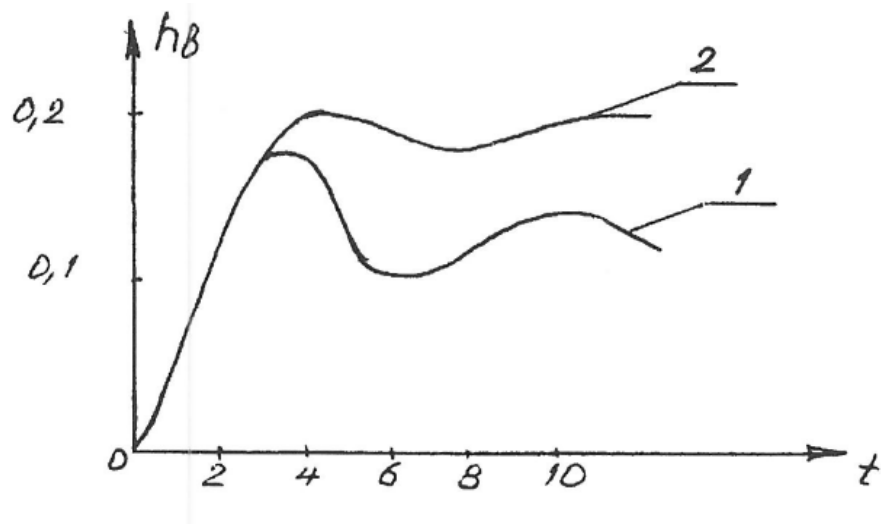
Рисунок 3.15 – Кривая Д-разбиения ПД-регулятора

3.4 Результаты исследования

На рисунке 3.15 показаны переходные кривые в замкнутой АСР с ПД-регулятором для настроек, рассчитанных по предлагаемой методике и традиционной.

Качество регулирования заметно ухудшается, если их настройки определять по традиционным методикам для классических регуляторов.

Переходные процессы в АСР с микропроцессорными ПД-регуляторами представлены на рисунке 3.16



1 – типовая методика расчета; 2 – предлагаемая методика.

Рисунок 3.16 – Переходные процессы в АСР с микропроцессорными ПД-регуляторами

В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых разбегания, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД-регуляторами с реальным дифференциатором.

Результаты расчетов приведены для объекта:

$$W(s) = \frac{1}{s+1} \exp(-0.2s) \text{ – в приложении Д}$$

На рисунке 1 показан график АФХ и расширенной АФХ для объекта, на рисунке 2 приведены кривые Д-разбиения для АСР с классическим ПД-регулятором, и ПД-регулятором с реальным дифференциатором.

При подстановке в ПД-регулятор с реальным дифференциатором настроек рассчитанных для классического регулятора происходит ухудшение качества регулирования (ПД – ПД_Р).

Поэтому, для обеспечения требуемых показателей качества, необходимо расчет настроек ПД-регулятор с реальным дифференциатором осуществить по предлагаемой методике (ПД_Р – ПД_Р).

Обозначения, применяемые на рисунках и в приложении Д:

Настройки, рассчитанные для данного типа $\begin{pmatrix} \text{ПД} - \text{ПД} \\ \text{ПД} - \text{ПД}_R \\ \text{ПД}_R - \text{ПД}_R \end{pmatrix}$ тип регулятора на объекте.

Трубопровод подачи рефлюкса (орошение) в К-2 установки УКПГ для регулирования температуры верха колонны и проведения реакции ректификации в колонне (рисунок 3 приложение В).

После проведения расчетов выяснено, что передаточная функция ПД-регулятора с реальным дифференциатором отличается от передаточной функции промышленного регулятора тем, что в ней вместо идеального дифференцирующее звено. Для того чтобы ввести в работу ПД-регулятор с реальным дифференциатором необходимо заново произвести расчет настроек регулирования так как качество регулирования заметно ухудшается, если их настройки определять по традиционным методикам для классических регуляторов.

Кривые Д-разбиения стандартного ПД-регулятора и регулятора класса ПД-регулятор с реальным дифференциатором показывают, что рабочий диапазон частот ПД-регулятора с реальным дифференциатором значительно уже, чем рабочий диапазон частот стандартного ПД-регулятора.

Поэтому, для обеспечения требуемых показателей качества был произведен расчет настроек ПД-регулятор с реальным дифференциатором по методике (ПД_Р – ПД_Р).

4 Социальная ответственность

Рассматривается технологическая схема установки подготовки нефти. Произведены математические расчеты настройки регулирующей арматуры.

Установка расположена на острове Сахалин.

Целью раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих установку, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

4.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. В таблице 4.6 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 4.6 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы		Нормативный документ
	операторская (записи показаний приборов)	работа на площадке (снятия показаний КИП, мелкие слесарные работы)	
Это строку удалю, после удаления примечания Вредные факторы			Утверждение типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н. [1] Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. [2] Шум на рабочих местах СН 2.2.4/2.1.8.562–96. [3] Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения ГОСТ 5542-2014. [4]
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-03. [5] Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984 ППБ-С. [6;7]
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пре-	+	+	

смыкающими			Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. ГОСТ 12.2.007-03. [8] Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. [9] Средства защиты от статического электричества. ГОСТ 12.4.124-83. [10] Об отходах производства и потребления Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ. [11] ⁹
Превышение уровней шума		+	
Повышенная загазованность		+	
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	
Электрический ток	+	+	
Статическое электричество	+	+	
Пожароопасность	+	+	

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Персонал, обслуживающий трехфазный сепаратор подвержен воздействию вредных факторов.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Работы по обслуживанию трехфазного сепаратора происходят на открытых площадках. Климат на территории выполнения работ резко-континентальный. Зимой температура воздуха понижается до минус 50° – минус 60°С, а летом поднимается до 35° – 40°С. Холодная температура может привести к обморожению и переохлаждению, а высокая температура может привести гипертермии и солнечному удару.

Работающий персонал на улице на открытой местности зимой и летом в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой.[1]

2. Превышение уровней шума.

Технологические процессы в нефтегазовой промышленности вырабатывают сильный шум воздействующие на общее состояние и здоровье

персонала. В результате исследований установлено, что шум осложняет условия труда.

Действие шума быстро утомляет, мешает средоточию и вредно влияет на слуховой аппарат человека. Максимально допустимые значения до 75 децибел. Регламентируются согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96. В таблице 4.7 приведены допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука. [3]

Таблица 4.7 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами.	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Методы борьбы с шумом при обслуживании трехфазного сепаратора:

- для газопроводов и нефтепроводов выбраны оптимальные диаметры труб;

- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

3. Повышенная загазованность.

Загазованность при обслуживании трехфазного сепаратора способствует достижения взрывоопасной концентрации газа в воздухе. Предел допустимой взрывоопасной концентрации газа в воздухе составляет 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014.[4]

Требуется постоянный контроль газовоздушной среды, не допускать утечек газа из установок. Для анализа газовоздушной среды работник должен применять газоанализатор. В трехфазном сепараторе должны

предусматриваться мероприятия по герметизации сепаратора и установки датчиков анализа газовой среды.

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При ведении технологического процесса в трехфазном сепараторе присутствуют различные опасные факторы, такие как: давление, электрический ток, статический ток.

1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Трехфазные сепараторы находятся под давлением, намного превышающим атмосферное. В связи с этим для обеспечения безопасности и осуществления технологического процесса устанавливаются манометры для контроля за давлением. Превышение допустимых значений давления может привести к взрыву. Представлены требования в ПБ 03-576-03 к ремонту и эксплуатации сосудов под давлением.

Для предотвращения образования давления превышающее рабочее устанавливаются предохранительные клапана с учетом пропускной способности. [5]

2. Электрический ток.

Работники обслуживающие трехфазный сепаратор подвержены воздействию электрического тока при эксплуатации средств автоматизации, при проведении огневых работ. Проводятся мероприятия по электробезопасности для предотвращения опасных ситуаций для здоровья и жизни работника. Они включают в себя:

- при эксплуатации средств автоматизации необходимо соблюдать «ПУЭ», «ПЭЭП» и «ППБ-С ПТБЭП»;
- на всех устройствах токоведущие части изолированы ($R_{из} \geq 0,5$ МОм);

- изделия средств автоматического управления соответствуют по способу защиты классам 1 и 2 и классу 3 по ГОСТ 12.2.007-03; [8]
- имеют заземление согласно ГОСТ 12.1.030-96;
- находящиеся под напряжением части устройств установлены в корпусах, которые обеспечивают защиту персонала от поражения током;
- на устройствах установлены световые индикаторы включения питающей сети.

3. Статическое электричество.

При трении двух диэлектриков или диэлектриков об металл появляется статическое электричество, могут накапливаться заряды на поверхностях трущихся веществ. Может произойти разряд при определенной величине, который может воспламенить горючую смесь.

Все металлическая аппаратура и сепараторы для защиты от статического электричества должны быть заземлены. Заземление проверяется после ремонтных работ и один раз в год в обязательном порядке. [9]

По принципу действия средства коллективной защиты от статического электричества делятся на следующие виды: нейтрализаторы, заземляющие устройства, антиэлектростатические вещества, увлажняющие устройства, экранирующие устройства.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на: предохранительные приспособления антиэлектростатические приспособления, антиэлектростатическая обувь, антиэлектростатическую спец.одежда, антиэлектростатическая защита рук.

4.2 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и эксплуатации сепаратора задачей считается определение определенных источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды - атмосферу, гидросферу, литосферу.

В таблице 4.8 представлены источники неблагоприятного воздействия и природоохранные мероприятия

Таблица 4.8 – Неблагоприятные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при обслуживании и эксплуатации установки

Элемент окружающей природной среды	Негативное воздействие на окружающую среду	Природоохранное мероприятие
Литосфера	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения. Вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015). [11]
Атмосферу	Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, при продувке аппаратов, технологического оборудования. Залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела.	Мероприятия согласно пособию к СНиП 11-01-95 от 01.01.1970. [12] Планировочные мероприятия: - размещение объектов и предприятия на площадке таким образом, чтобы исключалось попадание дымовых факелов на селитебную зону; - рациональное расположение заслона между жилым районом и предприятием в виде горной гряды, леса и т.д.; - устройство санитарно-защитной зоны; Технологические мероприятия: - кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества "грязных производств" на предприятии; - использование более прогрессивной технологии по сравнению с применяющейся на других предприятиях для получения той же продукции; - увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности; - применение рециркуляции дымовых газов; - внедрение наиболее совершенной структуры газового баланса предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания;
Гидросфера	Разлив нефти при транспортировании.	Исключить размещения объектов и трубопроводов вблизи озер и рек. Обеспечить герметичность трубопроводов и емкостей при транспортировке нефтепродуктов.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации трех фазного сепаратора могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций:

- 1) Техногенного характера:
 - пожары и взрывы;
 - аварии с выбросом и угрозой выброса химически опасных веществ;

2) Природного характера:

- метеорологические и агрометеорологические явления (сильный мороз, сильная метель, бури);

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность производственного оборудования, выделение горючих газов, искрение в электрических машинах, токи коротких замыканий, электростатические разряды, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по предупреждению взрывов и пожаров. Требования к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 13.07.2015). [13]

На территории нефтегазовой промышленности необходимо соблюдать следующие требования по пожарной безопасности:

1) в производственных помещениях и территориях запрещается курить, должны быть вывешены знаки и плакаты с надписью: «курение запрещено». В отведенных местах для курения вывешивают знаки или плакаты «место для курения»;

2) в каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь, пожарные краны.

3) пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4) проведения анализа газовоздушной среды;

В случае возникновения пожара необходимо выполнить следующие действия:

- вызвать пожарную команду, сообщить о пожаре начальнику подразделения, диспетчеру ПДС, при необходимости вызвать скорую помощь;
- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения) в случае отказа автоматики произвести ручной запуск;
- произвести аварийную остановку установки и согласованных с ней установок;
- при необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения (например, ручными огнетушителями) до прибытия подразделений пожарной охраны;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Форма осуществления трудового процесса вахтовый метод. Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297. [14] Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной

организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту в Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней между вахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основные эргономические требования:

1. Сепараторы и ёмкости должны быть оборудованы площадками и маршевыми лестницами для обслуживания. Устанавливаются переходы через трубопроводы. Все они должны иметь перила высотой не менее 1250 мм.

2. Обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами, необходимые при работах по обслуживанию сепаратора.

3. Рабочее место оператора в операторной должно быть изолирована от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов. Для этого операторные располагают на расстоянии от сепараторов, емкостей и трубопроводов. Устанавливаются кондиционеры для уменьшения воздействия тепла в летний период работы.

4. Должно быть организовано хорошее освещение, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность. Для обслуживания трубопроводов, запорной арматуры и сепараторов в темное время суток устанавливается уличное освещения. Здание операторной оснащается вентиляцией, шумоизоляционными окнами, пожарным инвентарем и огнетушителями.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Организация и планирование работ

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо рационально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ.

Таблица 0.9 Перечень работ и продолжительность их выполнения

Этапы работы	Исполнители	Загрузка исполнителей
Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	НР – 100%
Составление и утверждение ТЗ	НР, И	НР – 100% И – 10%
Подбор и изучение материалов по тематике	НР, И	НР – 30% И – 100%
Разработка календарного плана	НР, И	НР – 100% И – 10%
Обсуждение литературы	НР, И	НР – 30% И – 100%
Выбор структурной схемы устройства	НР, И	НР – 100% ИП – 70%
Выбор принципиальной схемы устройства	НР, И	НР – 100% И – 80%
Расчет принципиальной схемы устройства	И	И – 100%
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	И – 100%
Оформление графического материала	И	И – 100%
Подведение итогов	НР, И	НР – 60% И – 100%

5.1.1 Продолжительность этапов работ

Экспертный способ расчета продолжительности этапов работ предполагает генерацию необходимых количественных оценок специалистами конкретной предметной области, опирающимися на их профессиональный опыт и эрудицию. Для определения вероятных

(ожидаемых) значений продолжительности работ $t_{ож}$ применяется по усмотрению исполнителя одна из двух формул.

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (5.23)$$

где t_{min} – минимальная продолжительность работы, дн.;

t_{max} – максимальная продолжительность работы, дн.

Вторая формула дает более надежные оценки, но предполагает большую «нагрузку» на экспертов.

Для выполнения перечисленных в таблице 5.1 работ требуются специалисты:

- инженер – в его роли действует исполнитель НИР (ВКР);
- научный руководитель.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести ее в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях ($T_{РД}$) ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K_{Д} \quad (5.24)$$

где $t_{ож}$ – продолжительность работы, дн.;

$K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ, учитывающий влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, в частности, возможно $K_{ВН} = 1$;

$K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных задержек и согласование работ ($K_{Д} = 1-1,2$; в этих границах конкретное значение принимает сам исполнитель).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К}, \quad (5.25)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

T_K – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, и рассчитываемый по формуле

$$T_K = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}} \quad (5.26)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарные дни ($T_{КАЛ} = 365$);

$T_{ВД}$ – выходные дни ($T_{ВД} = 52$);

$T_{ПД}$ – праздничные дни ($T_{ПД} = 10$).

$$T_K = \frac{365}{365 - 52 - 10} = 1,205$$

В таблице 5.2 определена продолжительность этапов работ и их трудоемкости по исполнителям, занятым на каждом этапе. В столбцах (3–5) реализован экспертный способ по формуле (5.1)

Столбцы 6 и 7 содержат величины трудоемкости этапа для каждого из двух участников проекта (научный руководитель и инженер) с учетом коэффициента $K_d = 1,2$. Каждое из них в отдельности не может превышать соответствующее значение $t_{ож} * K_d$. Столбцы 8 и 9 содержат те же трудоемкости, выраженные в календарных днях путем дополнительного умножения на T_K (здесь оно равно 1,212). Итог по столбцу 5 дает общую ожидаемую продолжительность работы над проектом в рабочих днях, итоги по столбцам 8 и 9 – общие трудоемкости для каждого из участников проекта. Две последних величины далее будут использованы для определения затрат на оплату труда участников и прочие затраты. Величины трудоемкости этапов по исполнителям $T_{КД}$ (данные столбцов 8 и 9 кроме итогов) позволяют построить линейный график осуществления проекта – см. пример в табл. 5.10

Таблица 5.10 Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям чел.- дн.			
					$T_{РД}$		$T_{КД}$	
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Постановка задачи	НР	3	5	3,8	4,56	–	5,49	–
Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	НР, И	3	4	3,4	4,08	1,29	4,92	1,55
Подбор и изучение материалов по тематике	НР, И	13	16	14,2	5,55	17,04	6,69	20,53
Разработка календарного плана	НР, И	3	5	3,8	4,56	1,33	5,49	1,60
Обсуждение литературы	НР, И	4	7	5,2	2,54	6,24	3,06	7,52
Выбор структурной схемы устройства	НР, И	8	15	10,8	12,96	9,23	15,62	11,12
Выбор принципиальной схемы устройства	НР, И	7	10	8,2	9,84	7,91	11,86	9,53
Расчет принципиальной схемы устройства	И	9	15	11,4	–	13,68	–	16,48
Оформление расчетно- пояснительной записки	И	7	10	8,2	–	9,84	–	11,86
Оформление графического материала	И	6	7	6,4	–	7,68	–	9,25
Подведение итогов	НР, И	6	9	7,2	5,46	8,64	6,58	10,41
Итого:				82,6	49,55	82,88	59,71	99,87

Таблица 5.11 Линейный график работ

Этап	Н	И	Март			Апрель			Май			Июнь	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
1	5,49	–											
2	4,92	1,55											
3	6,69	20,53											
4	5,49	1,60											
5	3,06	7,52											
6	15,62	11,12											
7	11,86	9,53											
8	–	16,48											
9	–	11,86											
10	–	9,25											
11	6,58	10,41											

5.2 Расчет сметы затрат на выполнение проекта

В состав затрат на создание проекта включается величина всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. Расчет сметной стоимости ее выполнения производится по следующим статьям затрат:

- материалы и покупные изделия;
- заработная плата;
- социальный налог;
- расходы на электроэнергию (без освещения);
- амортизационные отчисления;
- командировочные расходы;
- оплата услуг связи;
- арендная плата за пользование имуществом;
- прочие услуги (сторонних организаций);
- прочие (накладные расходы) расходы.

5.2.1 Расчет затрат на материалы

Таблица 5.12 Расчет затрат на материалы

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во	Сумма, руб.
Фотобумага для принтера 170 гр 127*8*50,8	300	3 ролика	900
Бумага для принтера формата А4	200	2 уп.	400
Картридж для принтера	1550	1 шт.	1550
Лицензии	6000	1 экз.	6000
Итого:			8850

ТЗР составляют 5 % от отпускной цены материалов, тогда расходы на материалы с учетом ТЗР равны $C_{\text{мат}} = 8850 * 1,05 = 9293$ руб.

5.2.2 Расчет заработной платы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера (в его роли выступает исполнитель проекта), а также премии, входящие в фонд заработной платы.

Среднедневная тарифная заработная плата ($ЗП_{\text{дн-т}}$) рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{\text{дн-т}} = MO/25,083 \quad (5.27)$$

учитывающей, что в году 301 рабочий день и, следовательно, в месяце в среднем 25,083 рабочих дня (при шестидневной рабочей неделе).

Таблица 0.13 Затраты на заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка руб./раб.день	Затраты времени, раб.дни	Коэффициент	Фонд з/платы, руб.
НР	33 664	1405,08	49,55	1,699	97 876,47
И	15 470	714	82,6	1,62	72 870,84
Итого:					170 747,31

5.2.3 Расчет затрат на социальный налог

Затраты на единый социальный налог (ЕСН), включающий в себя отчисления в пенсионный фонд, на социальное и медицинское страхование, составляют 30 % от полной заработной платы по проекту, т.е. $C_{\text{соц.}} = C_{\text{зп}} * 0,3$. Итак, в нашем случае $C_{\text{соц.}} = 170\,747,31 * 0,3 = 51\,224,19$ руб.

5.2.4 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, рассчитываемые по формуле:

$$C_{\text{эл.об.}} = P_{\text{об}} * t_{\text{об}} * Ц_{\text{э}}, \quad (5.28)$$

где $P_{\text{об}}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$Ц_{\text{э}}$ – тариф на 1 кВт·час;

$t_{\text{об}}$ – время работы оборудования, час.

Для ТПУ $Ц_{\text{э}} = 5,748$ руб./кВт·час (с НДС).

Время работы оборудования вычисляется на основе итоговых данных таблицы 5.13 для инженера ($T_{\text{рд}}$) из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов.

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} * K_t, \quad (5.29)$$

где $K_t \leq 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к $T_{\text{рд}}$, определяется исполнителем самостоятельно. В ряде случаев возможно определение $t_{\text{об}}$ путем прямого учета, особенно при ограниченном использовании соответствующего оборудования.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{ном.}} * K_c, \quad (5.31)$$

где $P_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_c \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования малой мощности $K_c = 1$.

Таблица 5.13 Затраты на электроэнергию технологическую

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{\text{об}}$, час	Потребляемая мощность $P_{\text{об}}$, кВт	Затраты $Э_{\text{об}}$, руб.
Персональный компьютер	669*0,6	0,3	521,46
Струйный принтер	30	0,1	17,24
Итого:			538,70

5.2.5 Расчет амортизационных расходов

В статье «Амортизационные отчисления» рассчитывается амортизация

используемого оборудования за время выполнения проекта.

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{H_A * C_{об} * t_{pf} * n}{F_d}, \quad (5.31)$$

где H_A – годовая норма амортизации единицы оборудования;

$C_{об}$ – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

F_d – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку C_{AM} .

t_{pf} – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Стоимость ПК 50000 руб., время использования 504 часа, тогда для него $C_{AM}(ПК) = (0,4 * 50000 * 504 * 1) / 2408 = 4186,05$ руб.

Стоимость принтера 41000 руб., его $F_d = 500$ час.; $H_A = 0,5$; $t_{pf} = 30$ час., тогда его $C_{AM}(Пр) = (0,5 * 41000 * 30 * 1) / 500 = 1230$ руб.

Итого начислено амортизации 5416,05 руб.

5.2.6 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)

Сюда относятся:

- арендная плата за пользование имуществом;
- оплата услуг связи;
- услуги сторонних организаций.

Норма оплаты суточных – 100 руб./день.

Расходы:

- оплата проезда по ж.д. в обе стороны – 7000 руб.;
- аренда специальных приборов – 10000 руб.;
- почтовые расходы – 500 руб.;
- консалтинговые услуги – 2500 руб.

Итого по данному пункту $C_{\text{пр}} = (60 - 1) \cdot 100 + 7200 + 7000 + 10000 + 500 + 2500 = 33100$ руб.

5.2.7 Расчет прочих расходов

В статье «Прочие расходы» отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10% от суммы всех предыдущих расходов, т.е.

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{соц}} + C_{\text{эл.об.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{нп}}) \cdot 0,1$$

$$C_{\text{проч.}} = (9293 + 170\,747,31 + 51\,224,19 + 538,70 + 5416,05 + 33100) \cdot 0,1 = 26987,62 \text{ руб.}$$

5.2.8 Расчет общей себестоимости разработки

Проведя расчет по всем статьям сметы затрат на разработку, можно определить общую себестоимость проекта.

Таблица 5.14 Смета затрат на разработку проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	8850
Основная заработная плата	$C_{\text{зп}}$	170 747,31

Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соц}}$	51 224,19
Расходы на электроэнергию	$C_{\text{эл.}}$	538,7
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	5416,05
Непосредственно учитываемые расходы	$C_{\text{нр}}$	33 100
Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	26987,62
Итого:		296 863,87

Таким образом, затраты на разработку составили $C = 296\,863,87$ руб.

5.2.9 Расчет прибыли

Прибыль примем в размере 20 % от полной себестоимости проекта. В нашем примере она составляет 59372,77 руб. (20 %) от расходов на разработку проекта.

5.2.10 Расчет НДС

НДС составляет 20% от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае это $(296\,863,87 + 59372,77) * 0,2 = 356\,236,65 * 0,2 = 71247,33$ руб.

5.2.11 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае

$$C_{\text{НИР(КР)}} = 296\,863,87 + 59372,77 + 71247,33 = 427\,483,97 \text{ руб.}$$

5.3 Оценка экономической эффективности проекта

Источником эффективности данного проекта является уменьшение затрат заказчика на приобретение отечественных аналогов оборудования взамен импортных, примерно на 30%. А также снижение затрат в процессе эксплуатации. Конкретная количественная оценка экономического эффекта не может быть дана ввиду точных данных об объекте управления и условиях его эксплуатации.

Заключение

В данной ВКР была изучена технология и автоматизация установки комплексной подготовки газа. Произведен анализ существующей системы автоматизации установки подготовки газа, в результате которого был выявлен моральный и физический износ технических средств нижнего уровня.

Предложены замены приборов КИПиА с изменением способа настройки регуляторов, с целью более точного автоматического регулирования процессов. Рассмотрено на примере регулирования подачи теплоносителя в теплообменный аппарат.

Для совершенствования системы было предложено произвести замену уровнемеров Метран 43-ДГ Модель 3545, волноводными уровнемерами серии Rosemount 5300 в выносных камерах Rosemount 9901.

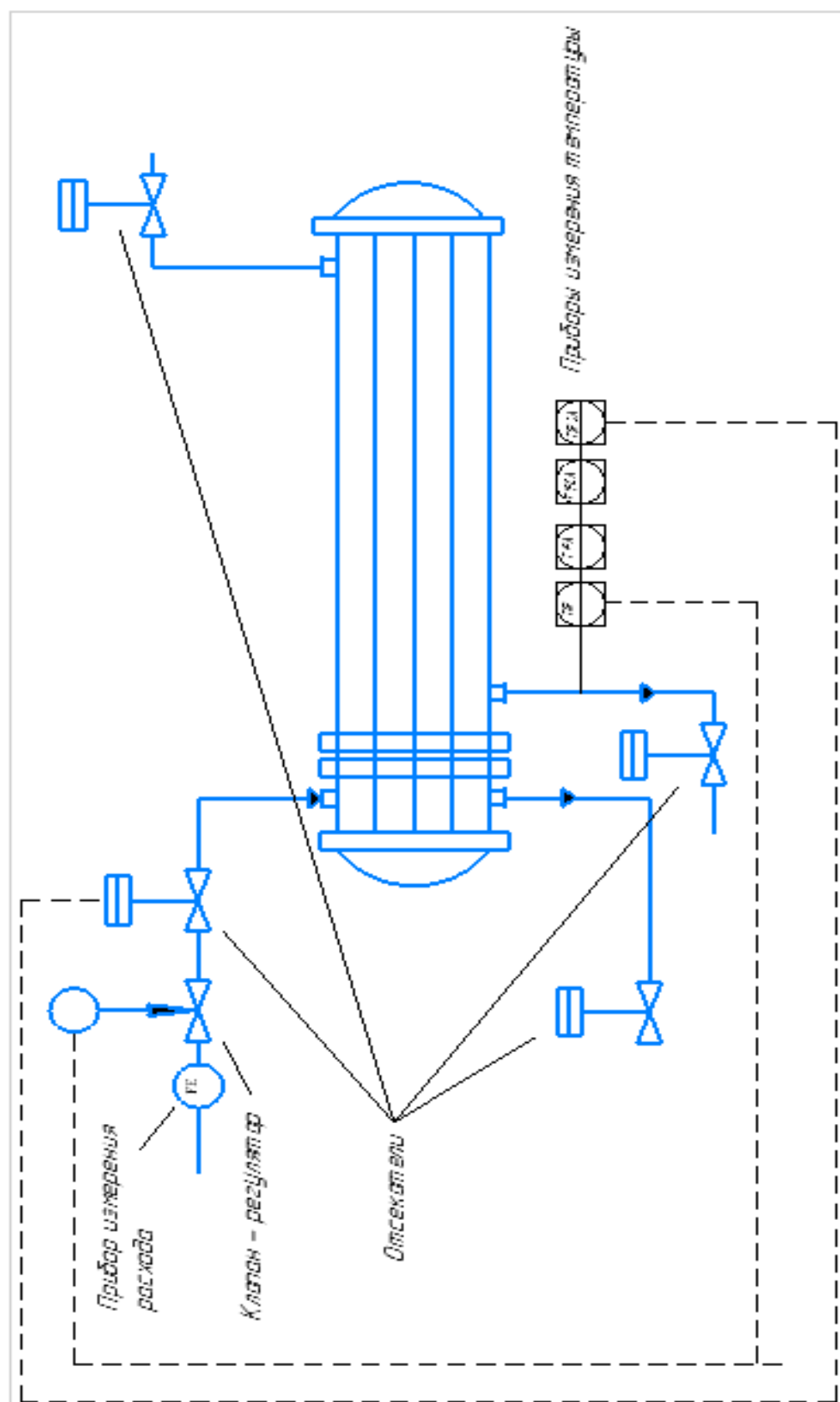
Выполнена разработка алгоритма ПД-регулирования с реальным дифференциатором. В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД-регуляторами с реальным дифференциатором. После проведения расчетов выяснено, что передаточная функция ПД-регулятора с реальным дифференциатором отличается от передаточной функции промышленного регулятора тем, что в ней вместо идеального дифференцирующее звено. Для того чтобы ввести в работу ПД-регулятор с реальным дифференциатором необходимо заново произвести расчет настроек регулирования так как качество регулирования заметно ухудшается, если их настройки определять по традиционным методикам для классических регуляторов.

Список использованных источников

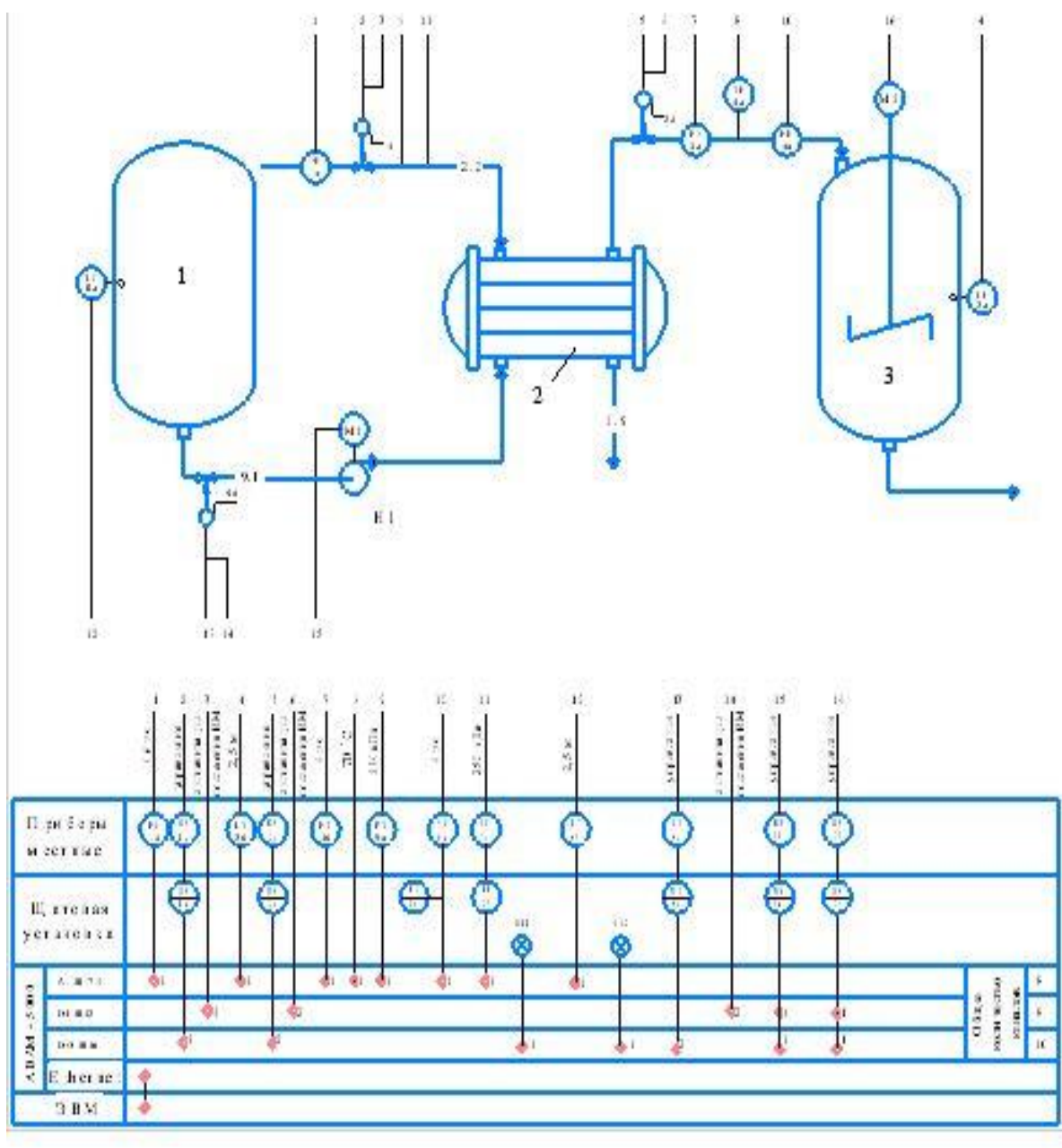
- 1 Регламент установки УКПГ месторождения Ямбург.
- 2 Ахметов С.А., Ишмияров М. Х., Верёвкин А.П., Докучаев Е.С., Малышев Ю.М. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа /С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Верёвкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев.-М.: Химия, 2005.- 736 с.
- 3 Преобразователи температуры серии Метран-274 // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2015. 127-135 с.
- 4 Датчики давления серии Метран-150 // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2016. 153-154 с.
- 5 Волноводные радарные уровнемеры серии Eclipse 706 // «Magnetrol». - Руководство по эксплуатации. - 2010. - 26 с.
- 6 Расходомеры серии Метран-100-ДД // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2007. 153-154 с.
- 7 Регуляторы МК-500-10 [Электронный ресурс]. - URL: <http://volmag.ru/menubk> (дата обращения: 20.05.2017).
- 8 Руководство по приборам электропневматический позиционер [Электронныйресурс]-URL: https://w5.siemens.com/web/ua/ru/iadt/ia/sensors/instrumentation/positioners/Documents/Sipart_PS_II_ru.pdf (дата обращения: 20.05.2019).
- 9 Мухамедханов У. Т., Муминов Р. Р. Автоматизация регулирования основных параметров процесса ректификационной колонны // Молодой ученый. 2015. 127-135 с.
- 10 Либерман, В.В. Измерение уровня с помощью радарных уровнемеров // Автоматизация в промышленности. - 2009. - №6. - С. 34-38.
- 11 Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа. Учеб.пособие /С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Веревкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев; Под ред. С.А. Ахметова. — Москва: Химия, 2005.
- 12 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: «ГИЛЕМ», 2002. – 671с.

- 13 Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Т. Химия и технология нефти и газа. Л.: Химия, 1985.
- 14 А.П. Веревкин, О.В. Кирюшин. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтепереработке и нефтехимии. – Уфа.: УГНТУ, 2005г.
- 15 ГОСТ 21.208-2013. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
- 16 Бесекерский В.А. Теория систем автоматического управления: учебник для ВУЗов / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. - СПб: Изд-во «Профессия», 2003 г. - 747с.
- 17 Automationworld [Электронный ресурс] URL:<https://www.automationworld.com/process-automation/oil-gas> (дата обращения: 23.04.2019).
- 18 Our task: support the oil and gas industry in automating their processes [Электронный ресурс]. – URL: <http://w3.siemens.com/markets/global/en/oil-gas/pages/automation-technology.aspx> (дата обращения: 23.04.2019).
- 19 The problems of automation technological process of drilling oil and gas wells [Электронный ресурс]. – URL: <https://readera.ru/articles/the-problems-of-automation-technological-process-of-drilling-oil-and-gas-wells-14037036> (дата обращения: 23.04.2019)
- 20 Технологическая инструкция для работников установки УКПГ
- 21 Инструкция по общим вопросам охраны труда установки УКПГ
- 22 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.
- 23 ПБ 09-540-03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.
- 24 ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 25 Методические указания к выполнению раздела «Финансовый менеджмент, ресур-соэффективность и ресурсосбережение» для всех специальностей/ сост. В.Ю. Коно-топский; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского поли-технического университета, 2015. – 29.

Приложение А



Приложение Б



Приложение В

